

# RAPORT KRAJOWY

---

# 2023

Prezesa  
Urzędu  
Regulacji Energetyki



Urząd Regulacji  
Energetyki

Lipiec 2023



# SPIS TREŚCI

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....	5
<b>1. Słowo wstępne .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Zmiany prawne i regulacyjne na rynku energii elektrycznej i gazu.....</b>	<b>9</b>
<b>3. Rynek energii elektrycznej .....</b>	<b>12</b>
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu .....	12
3.1.1. Unbundling .....	12
3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci .....	14
3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych .....	17
3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci .....	19
3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	25
3.1.6. Kwestie transgraniczne .....	34
3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci .....	40
3.1.8. Elektromobilność .....	44
3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	45
3.2.1. Rynek hurtowy .....	45
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	49
3.2.2. Rynek detaliczny .....	57
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	58
3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	63
<b>4. Rynek gazu ziemnego .....</b>	<b>69</b>
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	69
4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG .....	69
4.1.2. Bilansowanie systemu .....	80
4.1.3. Kwestie transgraniczne .....	81
4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci .....	95
4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	100
4.2.1. Rynek hurtowy .....	100
4.2.2. Rynek detaliczny .....	103
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	106
4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	111
4.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	111
<b>5. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK .....</b>	<b>120</b>
5.1. Dokonane koncentracje przedsiębiorstw energetycznych i wpływ tych zmian na rozwój konkurencji na rynku .....	120
5.2. Prowadzone przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjne w sprawie praktyk ograniczających konkurencję .....	124
5.3. Inne zachowania przedsiębiorców energetycznych, które mogą naruszać zasady konkurencji, zaobserwowane przez Prezesa UOKiK .....	125
5.4. Środki wdrożone w celu promowania transparentności rynku, tj. działania zmierzające do zapewnienia odbiorcom stosownych informacji rynkowych .....	125
5.5. Działania podjęte przez Prezesa UOKiK w celu zapewnienia wystarczającej różnorodności uczestników rynku i zwiększenia konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym .....	125



## WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W TEKŚCIE RAPORTU

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 211/94 z późn. zm.)
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
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i> - Wyznaczony Operator Rynku Energii Elektrycznej
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
rozporządzenie 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. Urz. 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 2017/2195	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 REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie BAL NC	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 INT NC	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 systemowe elektroenergetyczne uchylone 13 maja 2023 r.	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.
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	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)
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 odnawialnych źródłach energii, ustawa o OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)
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.)

*Stan prawny na 18 lipca 2023 r.*

# 1. SŁOWO WSTĘPNE

*Szanowni Państwo,*

niniejszy Raport Krajowy Prezesa URE stanowi dogłębne spojrzenie na sytuację na polskim rynku energii elektrycznej i gazu w 2022 r.

Miniony rok to przede wszystkim bezprecedensowa dynamika zmian oraz wyzwania związane m.in. z niespotykaną dotąd liczbą nowych regulacji krajowych i unijnych. Wyjątkowa sytuacja na rynku globalnym związana z agresją Rosji na Ukrainę zwiększyła ryzyko ograniczeń w dostawach surowców. Ograniczenie dostaw gazu przez Gazprom (m.in. od kwietnia 2022 r. dostaw do Polski) spowodowało ogromne wzrosty cen tego paliwa, a w konsekwencji doprowadziło również do wzrostów cen energii elektrycznej w UE.

Zaistniała w ubiegłym roku sytuacja geopolityczna uświadomiła rolę regulatora w kryzysie energetycznym oraz konieczność zmian na szeroko postrzeganym rynku energetycznym, zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Wiele polskich przedsiębiorstw mierzyło się z nieprzewidywalnością i ryzykiem. Niepewność na rynkach surowców spowodowała konieczność wprowadzenia szeregu rozwiązań w obowiązującym prawie, co znalazło odzwierciedlenie w regulacjach zapewniających ochronę odbiorców i zabezpieczających ciągłość dostaw. Wprowadzono nadzwyczajne rozwiązania ochronne, tj. zamrożenie cen paliw gazowych dla odbiorców objętych taryfą zatwierdzaną przez Prezesa URE, mechanizm mrożenia cen energii elektrycznej dla określonych limitów zużycia, gwarantowana cena maksymalna. Dotyczyło to różnych grup odbiorców, m.in. gospodarstw domowych, podmiotów użyteczności publicznej, samorządów, mikro, małych i średnich przedsiębiorstw.

W związku z wyzwaniami związanymi z transformacją sektora energetycznego, w listopadzie 2022 roku miało miejsce historyczne i bezprecedensowe porozumienie regulatora sektorowego i pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych – tzw. „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki”. Projekt ten ma na celu stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego dla przedsiębiorstw energetycznych, niezbędnego do prowadzenia inwestycji w modernizację i rozwój sieci, oraz ułatwienie pozyskiwania środków na inwestycje ze źródeł innych niż taryfa.

Rok 2022 był również rokiem szczególnym, gdyż obchodziliśmy Jubileusz 25-lecia uchwalenia ustawy Prawo energetyczne, oraz nadania pierwszego statutu Urzędowi Regulacji Energetyki. Ponad 25 lat działalności Urzędu pokazuje jak znaczącą rolę na rynku energii odgrywa regulator. W tym czasie zyskał wiele ważnych funkcji, stając się organem, który konsekwentnie wypełnia obowiązki regulacyjne, zgodnie z prawem polskim i unijnym.

Dokładny opis stanu rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2022 r. został szczegółowo przedstawiony w niniejszym Raporcie Krajowym Prezesa URE, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.





## 2. ZMIANY PRAWNE I REGULACYJNE NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Podobnie jak w latach ubiegłych, rok 2022 przebiegał pod znakiem bardzo intensywnych prac legislacyjnych, poświęconych istotnym nowelizacjom ustawy – Prawo energetyczne.

W 2022 r. minęło ćwierć wieku od uchwalenia ustawy – Prawo energetyczne. W tym czasie była ona wielokrotna nowelizowana (kilkadziesiąt razy), dziewięciokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity<sup>1)</sup>. Należy podkreślić, że wielokrotne (w ciągu jednego roku) nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne, czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi.

Nadal podstawowym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni dwudziestu pięciu lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Skutkiem tych zmian jest umiejscowienie kompetencji Prezesa URE w zróżnicowanych krajowych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku:

- 1) ustawa – Prawo energetyczne,
- 2) ustawa o OZE,
- 3) ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (MFW)<sup>2)</sup>,
- 4) ustawa o rynku mocy,
- 5) ustawa o efektywności energetycznej<sup>3)</sup>,
- 6) ustawa o CHP<sup>4)</sup>,
- 7) ustawa o biopaliwach<sup>5)</sup>,
- 8) ustawa o zapasach,
- 9) ustawa o rozwiązaniu KDT<sup>6)</sup>,
- 10) ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- 11) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw<sup>7)</sup>,
- 12) ustawa o statystyce<sup>8)</sup>,
- 13) ustawa o zamówieniach publicznych<sup>9)</sup>,
- 14) ustawa o systemie rekompensat<sup>10)</sup>,
- 15) ustawa ADR<sup>11)</sup>,
- 16) ustawach epizodycznych o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii.

Niezależnie od powyższego, Prezes URE realizuje również szereg obowiązków wynikających z regulacji unijnych, stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowego porządku prawnego.

---

<sup>1)</sup> Ostatni tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 19 maja 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne, Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.

<sup>2)</sup> Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1385).

<sup>3)</sup> Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166).

<sup>4)</sup> Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553).

<sup>5)</sup> Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403 z późn. zm.).

<sup>6)</sup> Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311)

<sup>7)</sup> Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2023 r. poz. 846).

<sup>8)</sup> Ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773).

<sup>9)</sup> Ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1710 z późn. zm.).

<sup>10)</sup> Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1393).

<sup>11)</sup> Ustawa z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823).

W minionym roku, pomimo licznych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, brzmienie art. 23 ust. 2 określającego zadania Prezesa URE nie uległo znaczącej zmianie. Pojawiła się jednak tendencja ustawodawcza, polegająca na rozpraszaniu szeregu nowych zadań regulatora rynku w bardzo wielu nowo przyjmowanych ustawach.

W 2022 r. Prezesowi URE powierzono szereg zadań o charakterze interwencyjno-zapobiegawczym.

Powyższe jest następstwem sytuacji geopolitycznej, która wymusiła działania zmierzające do ochrony odbiorców energii i gazu, a w szczególności odbiorców wrażliwych. Z tych względów, wprowadzono szereg regulacji, które miały na celu zapewnienie dostępności dostaw oraz ustawowe ograniczenie wzrostu cen energii, gazu i ciepła dla określonych grup odbiorców poprzez ustalenie cen maksymalnych, przy jednoczesnym zagwarantowaniu prawa do wypłaty rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym zobowiązanym do stosowania w rozliczeniach z niektórymi odbiorcami cen niższych niż ceny rynkowe.

Najważniejsze zmiany prawne wprowadzone w 2022 r.:

- 1) ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu<sup>12)</sup> – weszła w życie 29 stycznia 2022 r. Niniejsza ustawa poszerzyła grupy odbiorców paliw gazowych, w stosunku do których przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są stosować taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE oraz ustanowiła system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych ponoszących wyższe koszty zakupu paliwa gazowego,
- 2) ustawa z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>13)</sup>  
Postanowienia tej ustawy weszły w życie 26 marca 2022 r. Do najważniejszych zmian dokonanych ustawą należą:
  - doprecyzowanie regulacji związanej z przyłączeniem do sieci operatorów gazowych, np. w zakresie opłat za przyłączenie;
  - dookreślenie kompetencji i obowiązków operatorów systemów gazowych;
  - uszczegółowienie kompetencji Prezesa URE w zakresie ustalania treści umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego;
  - szczególne postanowienia dotyczące procesu ustalania taryf przez operatorów gazowych,
- 3) ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu<sup>14)</sup> – weszła w życie 1 września 2022 r. Zawiera ona uprawnienia ministra właściwego do spraw energii, na wypadek zaistnienia sytuacji kryzysowych, do np. opracowania planu rozwoju oraz planu działań zapobiegawczych. Wprowadza także obowiązek sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych przez operatora systemu magazynowania. Ponadto ustanowiono regulacje znajdujące zastosowanie w przypadku planowanej zmiany rodzaju dostarczanego paliwa gazowego w sieci gazowej z gazu ziemnego zaazotowanego na gaz ziemny wysokometanowy. Zniesiono limit kwotowy dla obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwami gazowymi. Dopuszczono czasowe zniesienie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na giełdach towarowych oraz rynkach regulowanych w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego w trybie ustawy o zapasach. Przedłużono ponadto termin końcowy obowiązku przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla niektórych grup odbiorców. Ustawą z 5 sierpnia 2022 r. dokonano zmiany ustawy o zapasach. Nowelizacja ta wprowadziła definicję bezpieczeństwa gazowego państwa oraz określiła i sprecyzowała zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa oraz konieczności wypełniania zobowiązań międzynarodowych (m.in. ogłaszanie stanu nadzwyczajnego, uruchamianie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzanie ograniczeń),

<sup>12)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 202 z późn. zm., dalej: „ustawa z 26 stycznia 2022 r.”.

<sup>13)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 631.

<sup>14)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 1723, dalej: „ustawa z 5 sierpnia 2022 r.”.

- 4) ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej<sup>15)</sup>. Zmiany, które weszły w życie 18 października 2022 r., uzupełniły w ustawie – Prawo energetyczne regulacje związane z wykonywaniem zadań sprzedawcy z urzędu,
- 5) ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii<sup>16)</sup>. Ustawa weszła w życie 6 grudnia 2022 r. Podstawowa zmiana, dokonana ustawą, to uchylenie art. 49a, czyli zniesienie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdach towarowych lub rynkach regulowanych (tzw. obligo giełdowe). Zaostrzono kary za dokonywanie manipulacji na rynku,
- 6) ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku<sup>17)</sup>,
- 7) ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku gazu<sup>18)</sup> – weszła w życie 21 grudnia 2022 r. i dokonała m.in. zmian w art. 7 poprzez wprowadzenie szeregu szczegółowych postanowień regulujących procedurę przyłączenia do sieci (np. nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku szacowania wysokości opłaty za przyłączenie). Dodano i ujęto w odrębną jednostkę redakcyjną regulacje w zakresie certyfikacji operatorów systemu magazynowania, rozszerzając zakres kompetencji Prezesa URE o przyznawanie certyfikatów, i w dalszej kolejności, wyznaczanie certyfikowanego przedsiębiorstwa operatorem systemu magazynowania. Rozszerzono katalog sankcji stosowanych przez organ regulacyjny o kary w zakresie wprowadzonych regulacji, m.in. za nieprzestrzeganie nowych obowiązków w zakresie przyłączenia. Niniejsza ustawa dokonuje także zmiany w ustawie o OZE.

Do pozostałych istotnych zmian należy ustawa z 9 czerwca 2022 r., którą dokonano zmiany ustawy o elektromobilności wprowadzając nową kompetencję Prezesa URE, tj. stwierdzenie, w drodze decyzji, wyłączenia zakazu pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania wobec operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Kolejna zmiana ustawy o elektromobilności dokonana została ustawą z 15 grudnia 2022 r. Wprowadziła ona m.in. definicję wodoru niskoemisyjnego, elektrolitycznego i odnawialnego, realizując wymóg umiejscowienia w polskim ustawodawstwie nowego paliwa alternatywnego.

Na uwagę zasługuje także kolejna obszerna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, regulująca szereg nowych, istotnych kwestii m.in. linii bezpośrednich, sprzedaży rezerwowej, usług związanych z dostarczaniem energii elektrycznej czy obywatelskich społeczności energetycznych. Jednocześnie, rozpoczęto również prace nad zmianą ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzającą przepisy ustanawiające ramy regulacyjne dla funkcjonowania rynku wodoru w Polsce. Procesy te trwają nadal.

Reasumując, systematyczne poszerzanie zakresu kompetencji i zadań regulatora oraz szybko zmieniająca się sytuacja rynkowa przełożyły się na znaczny wzrost liczby spraw prowadzonych w URE. Przykładem może być większa o blisko 40 proc. liczba decyzji administracyjnych wydanych w 2022 r. w porównaniu do roku poprzedniego. Zauważyć przy tym, należy, że coraz bardziej utrudnione jest pozyskanie środków na realizację tych zadań.

## Wdrażanie pakietu „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków” (CEP)

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009<sup>19)</sup>. Nie wpływa to jednak na obowiązywanie dotychczas przyjętych kodeksów sieci oraz

<sup>15)</sup> Dz. U. z 2023 r. poz. 269 z późn. zm., dalej: „ustawa z 7 października 2022 r.”.

<sup>16)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 2370 z późn. zm.

<sup>17)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 2243 z późn. zm., dalej: „ustawa z 27 października 2022 r.”.

<sup>18)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 z późn. zm., dalej: „ustawa z 15 grudnia 2022 r.”.

<sup>19)</sup> 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.).

wytucznych, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i po stronie organów regulacyjnych oraz ACER. Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg nowych obowiązków regulacyjnych. Art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 nałożył obowiązek na OSP udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70 proc. zdolności przesyłowych na danej granicy lub krytycznego elementu sieci, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

Ponieważ powyższe warunki nie były na chwilę wejścia w życie właściwych przepisów możliwe do spełnienia przez polskiego OSP, na podstawie art. 15 powyższego rozporządzenia został opracowany przez właściwe ministerstwo, we współpracy z Prezesem URE oraz polskim OSP plan działania, przyjęty 17 grudnia 2019 r., określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70 proc. zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943.

Rozporządzenie 2019/943 w art. 16 ust. 9 przewiduje możliwość przyznania odstępstwa od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 8 tego artykułu w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego.

W 2022 r. obowiązywała decyzja Prezesa URE z 29 listopada 2021 r.<sup>20)</sup> przyznająca PSE S.A. takie odstępstwo, z kolei 9 grudnia 2022 r. została wydana decyzja Prezesa URE na rok 2023<sup>21)</sup>. W 2022 r. Prezes URE, na podstawie art. 15 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, zatwierdził wkład do sprawozdania OSP za rok 2020 i 2021 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania<sup>22)</sup>. Regulator był także zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie rozporządzenia 2019/943, m.in. w kwestiach metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych.

## 3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

### 3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu

#### 3.1.1. Unbundling

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

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

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

<sup>20)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje>

<sup>21)</sup> ibidem

<sup>22)</sup> ibidem

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. Certyfikat spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne został przyznany PSE S.A. 4 czerwca 2014 r. na okres do 31 grudnia 2030 r. Spełnianie kryteriów niezależności oraz warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i pełnienia funkcji OSP podlega monitoringowi i okresowemu badaniu. W 2022 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2022 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling).

Ponadto, na koniec 2022 r. działały 184 przedsiębiorstwa wyznaczone na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujące w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mające obowiązku unbundlingu.

## Programy Zgodności

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Operatorzy mają obowiązek opracować programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności). Prezes URE zatwierdza Programy Zgodności pięciu operatorów przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, i monitoruje prawidłową realizację zapisów tych programów. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności. Na podstawie analizy treści sprawozdań, wpływających do urzędu pism, zmieniających się przepisów oraz zmian faktycznych w obrębie rynku energii Prezes URE opracował i opublikował w 2019 r. nowe *Wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania*.

W 2022 r. czterech operatorów systemów dystrybucyjnych realizowało programy zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (tzw. Programy Zgodności) w wersji dostosowanej do treści tych Wytycznych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmienionego Programu Zgodności piątego OSD nie zostało zakończone, ze względu na wątpliwości dotyczące prawidłowości dostosowania zapisów projektu do Wytycznych Prezesa URE.

Wskutek wprowadzonych zmian, rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programów Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą sieciową i jej rozwojem, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. Niektóre nowe zapisy, w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej, zostały wydłużone do czasu uruchomienia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

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

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2022 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2022 r. i zostały opublikowane na stronie internetowej URE. Lektura tych sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie zagadnień służących niedyskryminacyjnemu traktowaniu użytkowników systemów wśród członków zarządów oraz wśród pracowników spółek operatorów.

W roku 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 2022 r. we wszystkich spółkach operatorów przeprowadzono szkolenia dla nowo zatrudnianych pracowników, w terminie maksymalnie 30 dni od daty zatrudnienia. Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia o zapoznaniu się z postanowieniami Programu Zgodności i zobowiązaniu do ich stosowania. Szkoleniu w zakresie Programów Zgodności podlegali także wszyscy lub wybrani pracownicy niektórych usługodawców, których zakres zadań stwarza ryzyko naruszenia zasady równoprawnego traktowania użytkowników systemu (np. usługi w zakresie pomiarów lub obsługi klienta). Usługodawcy w obszarach kluczowych z punktu widzenia zgodności, w niektórych przypadkach zobowiązali się do stosowania obowiązującego w OSD Programu Zgodności.

W sprawozdaniach z realizacji Programów Zgodności za 2022 r. inspektorzy zidentyfikowali jeden przypadek naruszenia postanowień Programu Zgodności oraz dziewięć przypadków konfliktu interesów. W efekcie rozwiązano stosunek pracy z sześcioma osobami oraz podjęto odpowiednie działania mające na celu wyeliminowanie ryzyka naruszeń w przyszłości. W innym przypadku, Inspektor ds. zgodności opisał zdarzenie mogące nosić znamiona naruszenia Programu Zgodności. Jednak po szczegółowym przeanalizowaniu sprawy ustalono, że zdarzenie nie było spowodowane celowo, lecz wynikało z nieprawidłowego działania systemu – nieprawidłowość usunięto. Odnotowano także interwencję Inspektora w dwóch sprawach związanych z przesyłaniem informacji pocztą elektroniczną, wskutek której nieprawidłowości zostały niezwłocznie wyeliminowane. W kolejnym przypadku, Inspektor odnotował trzy zgłoszenia wymagające wyjaśnienia pod kątem naruszenia postanowień Programu Zgodności. Po dokonaniu szczegółowej analizy wszystkich spraw, nie stwierdzono naruszenia

W 2022 r. w Urzędzie nie odnotowano skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności. Wpłynęło natomiast pismo przedstawiciela wspólnej reprezentacji związków zawodowych działających w PGE Dystrybucja S.A. oraz PGE Obrót S.A. – dotyczące realizowanego w grupie kapitałowej PGE 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.

Ostatecznie sformułować można więc ocenę, że w 2022 r. nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programów Zgodności.

### **3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci**

#### **Monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych**

Przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A., wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej – będące jedynym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”) działającym na terytorium Polski, wyznaczonym przez Prezesa URE – realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju tego operatora – na podstawie przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne – podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Prezes URE uzgadniając plan rozwoju OSP weryfikuje przede wszystkim zgodność jego treści z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, oraz dodatkowo 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, zgodnie z którym plan powinien 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.

W 2022 r. 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.).

W roku sprawozdawczym, Prezes URE uzgodnił przedłożony przez OSP Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. Plan ten zakładał poniesienie przez OSP nakładów na inwestycje w wysokości 36 619,4 mln zł (w cenach stałych 2022 r.) w przywołanym okresie lat 2023–2032.

W ramach realizowanych zadań z zakresu monitorowania planów inwestycyjnych corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych na dany rok, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Jak wynika ze sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2022 (do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy), OSP poinformował o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych na poziomie 1 269,5 mln zł (tj. w 63,36 proc., przy założonym na ten rok planie 2 003,6 mln zł).

### **Ocena spójności planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym**

Prezes URE, uzgadniając plan rozwoju OSP weryfikuje również spójność tego planu z założeniami dziesięcioletniego planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym (TYNDP), opracowanego przez ENTSO-E według zasad prawodawstwa zainicjowanych przez Parlament Europejski i Radę (zasady te określają m.in. warunki dostępu stron do sieci przesyłowych). Kontrola spójności obu planów odbywa się przy każdej aktualizacji któregośkolwiek z wymienionych powyżej dokumentów.

Poniżej wyspecyfikowano realizowane w 2022 r. projekty inwestycyjne, dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej, a ujęte w dziesięcioletnim planie unijnym TYNDP 2018, które OSP uwzględnił we wcześniejszej edycji uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na lata 2021–2030 (obejmującej rok 2022):

- 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 Wyszków (TYNDP 123.373),
- Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa (TYNDP 230.355),
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik (TYNDP 230.353),
- Budowa stacji 400/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska (TYNDP 230.1035),
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska (TYNDP 230.1232),
- Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina (TYNDP 170.1661, 170.1662),
- Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn (TYNDP 170.1663),
- Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Dunowo-Słupsk (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń (TYNDP 170.1665),
- Modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń (TYNDP 170.1665),
- Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (TYNDP 170.1034).

Na podstawie oceny spójności poprzednich wersji planów inwestycyjnych OSP pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, można stwierdzić możliwość wystąpienia

nieznacznych niespójności o charakterze planistycznym, a wynikających m.in. z różnych terminów aktualizacji dokumentów objętych planem TYNDP oraz planem rozwoju OSP (w kolejnych aktualizacjach zazwyczaj będą wskazane najbardziej aktualne dane odnośnie bieżącego statusu projektu lub jego daty zakończenia), odległego terminu rozpoczęcia inwestycji (w planie krajowym projekty z odległą datą rozpoczęcia projektu przeważnie znajdują się w grupie „przygotowanie inwestycji”, gdzie podawane są ogólnikowe informacje najczęściej wyłącznie opisowe), których nie da się wyeliminować odgórnie. Zidentyfikowane niespójności są w miarę potrzeb wyjaśniane z OSP.

## Inteligentne sieci elektroenergetyczne

Systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania zostały wprowadzone w 2021 r. nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. Na OSD nałożony został obowiązek zainstalowania do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Zrealizowane przez operatorów dystrybucyjnych procesy modernizacyjne, zgodnie z uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju, doprowadziły do zauważalnych efektów w spadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w latach 2016–2021 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Znaczący udział w tym celu miała wdrożona w 2015 r. regulacja jakościowa, która zakładała istotne obniżenie tych wskaźników w horyzoncie kilkuletnim.

W 2022 r. zwiększyła się wartość energii niedostarczonej w stosunku do roku poprzedniego. Wskaźnik SAIDI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 353,21 min/odb. w 2022 r. i wzrósł w stosunku do roku poprzedniego o 132,50 min/odb.

Wskaźnik SAIFI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 3,64 szt./odb. w 2022 r. i wzrósł w stosunku do roku poprzedniego o 0,70 szt./odb.

W 2022 r. istotny wpływ na wartości wskaźników miały występujące ze zwiększoną częstotliwością, zmienne i niekorzystne zjawiska atmosferyczne, które były przyczyną wystąpienia zarówno zakłóceń w pracy sieci dystrybucyjnej, jak i rozległych awarii. Skutkiem tych zjawisk są także znaczne zniszczenia infrastruktury elektroenergetycznej, którą w przeważającej części stanowi ciągle sieć napowietrzna.

Uzyskane wyniki dla wskaźników SAIDI, SAIFI i energii niedostarczonej są też skutkiem awarii linii kablowych, których przyczyną w znacznym stopniu jest działalność osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki. Pozostałymi przyczynami występowania awarii sieciowych były czynniki zewnętrzne (zwarcia wywołane przez zwierzęta lub zbliżone gałęzie drzew), błędna obsługa urządzeń należących do klientów spółki, błędy wykonawcze i niedostateczna jakość dostarczanych przez dostawców urządzeń.

Z uwagi na realizację przez OSD wyłącznie projektów pilotażowych, regulator nie tworzył narzędzi wyłącznie dedykowanych ocenie tych inwestycji (oceniana była łączna wykonana wielkość nakładów w relacji do planu, w ramach danej grupy aktywów energetycznych). Tym niemniej, monitoring takich projektów odbywał się corocznie poprzez indywidualne raporty OSD, lub przy okazji wykonania planu inwestycyjnego.

W świetle powyższego, w swoich sprawozdaniach z wykonania planu rozwoju za rok 2022, pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej poinformowało o:

- dominującym udziale nakładów (w nakładach ogółem) na inwestycje związane z inwestycjami sieciowymi, a więc służącymi wprost realizacji ustawowych obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego i wypełnianiu obowiązków wynikających z posiadanej koncesji na świadczenie



usług dystrybucji, w tym inwestycji związanych z przyłączeniem odbiorców i wytwórców energii elektrycznej oraz modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, związanych z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Inwestycje te ukierunkowane były zarówno na budowę nowych elementów sieci elektroenergetycznej, jak i modernizację istniejących elementów. Należy przy tym zaznaczyć, że zadania modernizacyjne w większości przypadków wiązały się ze zwiększeniem parametrów pracy sieci, podniesieniem jej funkcjonalności oraz zastosowaniem rozwiązań umożliwiających zmiany w zarządzaniu pracą sieci elektroenergetycznej,

- znaczącym czynnikiem, kształtującym poziom zrealizowanych w 2022 r. nakładów, jakim była realizacja działań inwestycyjnych w obszarze przyłączenia do sieci,
- jednocześnie w związku z coraz większą dynamiką przyłączeń źródeł rozproszonych (w tym rynku prosumentów), OSDn oraz rozwojem e-mobility, spółki realizowały inwestycje konieczne na przystosowanie i przebudowę swojej sieci w celu realizacji przyłączenia tych podmiotów do sieci,
- kontynuacji i jednoczesnej intensyfikacji działań związanych z zabudową w sieci urządzeń realizujących funkcje łączeniowe oraz urządzeń monitorujących stan i parametry elektryczne sieci, w celu osiągnięcia standardu „smart grid”. Dla pełnego wykorzystania funkcjonalności automatyki sieciowej i osiągnięcia optymalnych korzyści wynikających z automatyzacji, równolegle realizowano działania związane ze zmianą aktualnej topologii sieci, których celem w perspektywie długoterminowej będzie dostosowanie sieci do możliwości dwustronnego zasilania stacji SN/nN.

W praktyce, największe przełożenie na poprawę i utrzymanie wysokiego poziomu niezawodności pracy sieci miały zrealizowane działania inwestycyjne, mające na celu wdrażanie innowacji oraz budowy sieci typu SMART GRID w następujących obszarach:

- automatyzacji sieci SN obejmującej wyposażanie stacji SN/nN w rozdzielnice zdalnie sterowane w głębi sieci co umożliwi szybszą rekonfigurację sieci i w znaczny sposób skraca czas usuwania awarii,
- wyposażanie stacji 15/0,4 kV we wskaźniki zwarć z komunikacją do SCADA (system dyspozytorski) – detekcja i lokalizacja zwarć.

### 3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2022 r., Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych,
- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową, w tym dla przedsiębiorstw obrotu,
- 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Dodatkowo, Prezes URE wyjątkowo prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, które to przedsiębiorstwa zwolnione były z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Powyższe było wynikiem wprowadzenia nowych uregulowań prawnych, w tym ustawy z 7 października 2022 r.

Wyjątkowa sytuacja na rynkach surowców w 2022 r., skutkująca rosnącymi kosztami energii, spowodowała konieczność wprowadzenia przez ustawodawcę szeregu rozwiązań, które miały chronić odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe. Ustawa z 7 października 2022 r.

wprowadziła m.in. mechanizm mrożenia rachunków dla określonych limitów zużycia (2 MWh, 2,6 MWh oraz 3 MWh) w odniesieniu do tzw. odbiorców uprawnionych. Tym samym, ceny energii i stawki opłat dystrybucyjnych do określonych ustawą limitów, zostały zamrożone na poziomie wynikającym z taryf z 2022 r. Ponadto ustawa z 27 października 2022 r. wprowadziła gwarantowaną „maksymalną” cenę energii elektrycznej, która będzie w 2023 r. stosowana do rozliczeń przez sprzedawców energii z odbiorcami uprawnionymi. Celem tej ustawy było nie tylko zwiększenie ochrony odbiorców w gospodarstwach domowych, ale również wprowadzenie ochrony dla podmiotów użyteczności publicznej, samorządów oraz mikro, małych i średnich przedsiębiorstw przed znaczącymi wzrostami rachunków za energię elektryczną.

Wprowadzenie regulacji prawnych, zapewniających ochronę odbiorców przed drastycznymi wzrostami cen i stawek opłat, nie oznaczało braku konieczności prowadzenia przez Prezesa URE postępowań taryfowych i w konsekwencji zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych. Taryfy dla sprzedawców z urzędu oraz OSD na rok 2023 były zatwierdzone bowiem przy uwzględnieniu postanowień obowiązującego prawa, w tym także przywołanych wyżej nowych ustaw wprowadzających szczególne rozwiązania służące ochronie odbiorców.

Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. dla przedsiębiorstw obrotu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, skalkulowane na podstawie kosztów uzasadnionych, nie obowiązują w 2023 r. wprost odbiorców w tych grupach. Taryfy te stanowią natomiast, zgodnie z przepisami przywołanych wyżej ustaw, podstawę do obliczenia poziomu i wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych do określonych limitów zużycia wynikających z ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

Taryfy dla OSD oraz wynikające z nich stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, również zostały zamrożone do limitów wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. Natomiast w przypadku przekroczenia przez odbiorców określonych limitów zużycia energii, odbiorcy ci będą rozliczani za dostarczoną energię według stawek opłat dystrybucyjnych wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf operatorów systemów dystrybucyjnych na 2023 r.

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

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2023 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2022 r. decyzji przez Prezesa URE. Taryfa operatora systemu przesyłowego została zatwierdzona na okres do 31 grudnia 2023 r.

### **Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności**

Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej dla pięciu największych OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o. zostały zatwierdzone przez Prezesa URE 17 grudnia 2022 r. na okres do 31 grudnia 2023 r.

Stawki opłat dystrybucyjnych, wynikające z taryf zatwierdzonych na 2023 r. dla OSD, dotyczą jednakże odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, po przekroczeniu przez nich limitów zużycia energii wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. Dla tej kategorii odbiorców, do limitów zużycia określonych w ww. ustawie, będą miały zastosowanie w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych wynikające z taryf OSD obowiązujących w 2022 r.

## Zatwierdzanie taryf dla wyodrębnionych przedsiębiorstw obrotu

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE zatwierdził 17 grudnia 2022 r. taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla pięciu sprzedawców, pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., na okres do 31 grudnia 2023 r.

Podkreślenia wymaga jednak, że zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. ceny energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, nie obowiązują wprost odbiorców w tych grupach w 2023 r. Taryfy te stanowią podstawę do obliczenia poziomu wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, do określonych limitów zużycia wynikających z ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

## Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Prezes URE, oprócz taryf dla operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, zatwierdza również taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, czyli dla przedsiębiorstw, które nie miały obowiązku rozdzielania działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną. Taryfy te zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną – jedynie w zakresie w jakim przedsiębiorstwa te wykonują zadania sprzedawcy z urzędu, czyli w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa, tj. dla odbiorców zużywających energię elektryczną m.in. na potrzeby gospodarstw domowych, pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania itd., szczegółowo wskazanych w taryfie przedsiębiorstwa. Należy zauważyć, że zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych są jednolite w skali kraju.

### 3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci

#### Zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej do odbiorców mają obowiązek:

- utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, oraz
- zapewniać wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie.

Świadczenie usług przesyłowych nie może obniżać niezawodności dostarczania energii elektrycznej oraz jakości tej energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. Powyższe kwestie regulujące standardy dostaw energii do odbiorców wynikają z przepisów uzupełniających do ustawy, zawartych w rozporządzeniu systemowym elektroenergetycznym, które z kolei znalazły odzwierciedlenie w instrukcjach ruchu eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej poszczególnych operatorów sieciowych. Zgodnie z art. 9g

ustawy operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio IRiESP lub IRiESD. W dalszej kolejności przywołane instrukcje są zatwierdzane przez Prezesa URE, a zawarte w instrukcjach metody, warunki, wymogi oraz zasady są wiążące dla operatorów sieci oraz użytkowników przyłączonych do sieci tych operatorów oraz stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Niezawodność pracy sieci (rozumiana jako zdolność sieci przesyłowej lub rozdzielczej do dostawy lub odbioru mocy i energii elektrycznej w określonych warunkach, miejscu i czasie) jest pochodną bezpieczeństwa elektroenergetycznego, o zapewnieniu którego decydują głównie: wielkość rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym oraz kompetencje i uprawnienia operatorów systemu. Za bezpieczeństwo elektroenergetyczne na rynkach energii elektrycznej odpowiedzialni są operatorzy systemów, każdy na terenie własnego obszaru działania:

- na rynku systemowym – OSP,
- na rynkach lokalnych – OSD.

Zgodnie z art. 9g ust. 4 ustawy, instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Dotyczą one m.in.: wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania a także wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Parametry jakościowe energii elektrycznej określone są w IRiESP.

## Zarządzanie ograniczeniami

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

Zasady dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi połączeń międzysystemowych są uregulowane w rozporządzeniu 2019/943 oraz w rozporządzeniu 2015/1222 (dotyczącym alokacji krótkoterminowej i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) i rozporządzeniu 2016/1719 (dotyczącym alokacji długoterminowej).

W 2022 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 (Net Transfer Capacities – 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. Natomiast od 9 czerwca 2022 r. została wprowadzona dla horyzontu dobowego metoda Flow Based Allocation (FBA), która zastąpiła metodę NTC,
- 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.

W horyzoncie długoterminowym dla profilu synchronicznego udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej miało miejsce zgodnie z zatwierdzoną decyzją ACER Nr 03/2017 z 2 października 2017 r., z późniejszymi zmianami, zasadami alokacji dla horyzontu długoterminowego.

18 czerwca 2021 r. (pierwszy dzień dostawy) uruchomiono przejściowy model łączenia rynków dnia następnego w Europie Środkowej (projekt DE-AT-PL-4M Market Coupling, Interim MC). 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, na sześciu granicach (Polska-Niemcy, Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Czechy-Niemcy, Czechy-Austria, Węgry-Niemcy). 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 wyznaczenie 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.

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”). Do 29 listopada 2022 r. na granicy polsko-słowackiej obowiązywało rozwiązanie przejściowe 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.

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.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu explicit) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym.

#### *Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2022 r.*

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. wyniosła 192 4170 800 zł. Organy regulacyjne, na podstawie rozporządzenia 2019/943, mają obowiązek publikować szczegółowe sprawozdanie z wykorzystania dochodów z ograniczeń. Prezes URE, czyniąc zadość wskazanemu obowiązkowi, opublikował takie sprawozdanie 1 marca 2023 r.<sup>23)</sup>

#### *Usługi bilansowania systemu*

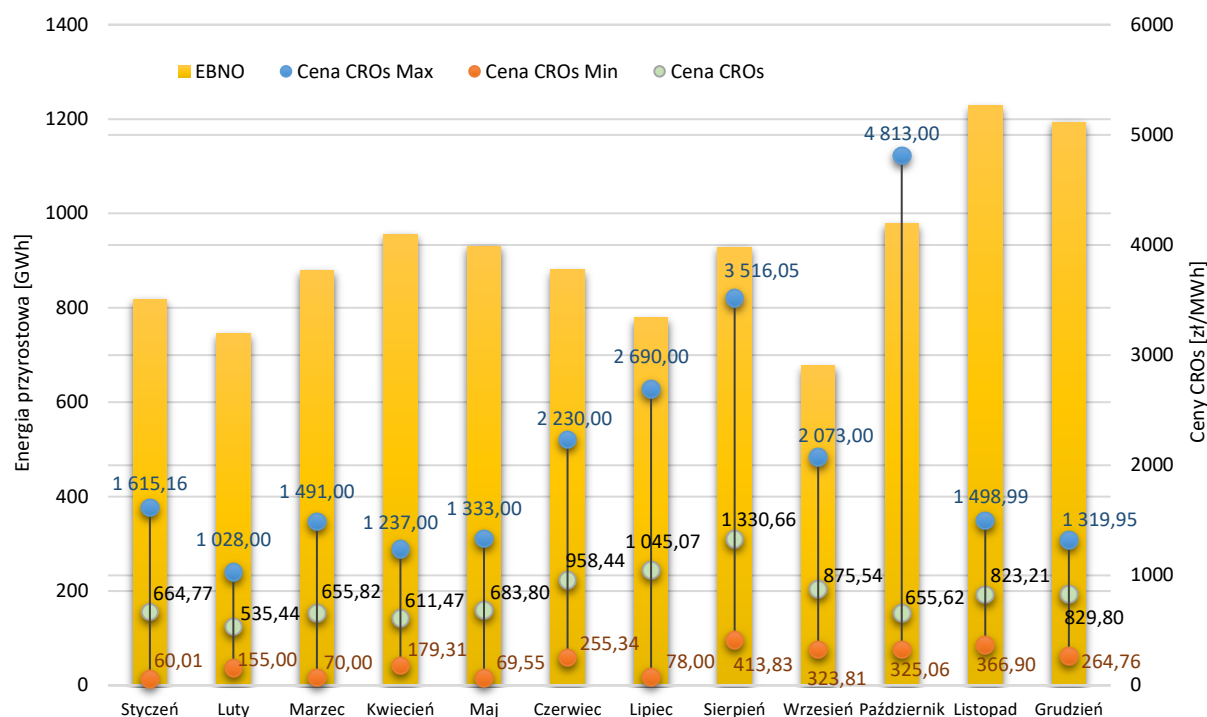
Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB), zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz w Warunkach dotyczących bilansowania (WDB), opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Powyższy dokument w znacznej mierze zastąpił regulacje dotychczas zawarte w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

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

<sup>23)</sup> <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10934,Informacja-nr-112023.html>

Na poniższym rysunku przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2022 r.

**Rysunek 1.** Energia nieplanowana odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CROs) w 2022 r.



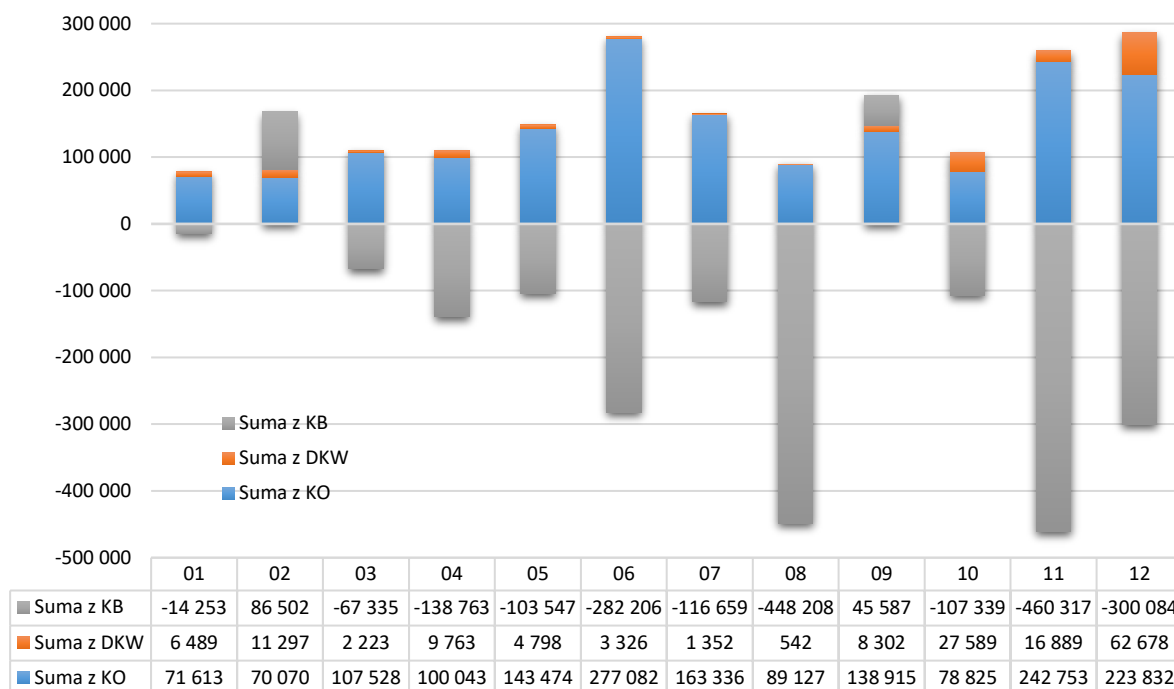
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych należy zaliczyć warunki rynkowe, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w systemie oraz warunki atmosferyczne.

W 2022 r. koszty usuwania ograniczeń wyniosły 1 706,598 mln zł, koszty wynikające z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) wyniosły 155,250 mln zł, a koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -1 906,621 mln zł<sup>24)</sup>. Kształtowanie się tych kosztów w poszczególnych miesiącach 2022 r., przedstawiono na rysunku poniżej.

<sup>24)</sup> „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB, tj. płatności od Uczestników Rynku Bilansującego.

**Rysunek 2.** 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 poszczególnych miesiącach 2022 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -460,317 tys. zł<sup>25)</sup> do 86,502 tys. zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 70 070 tys. zł do 277 082 tys. zł oraz od 542 tys. zł do 27 589 tys. zł.

Odnosząc się do udziału OSD w bilansowaniu systemu należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. W takim zakresie operatorzy systemów dystrybucyjnych współadministrują Rynkiem Bilansującym. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie OSP. Powyższe zasady zostały opisane przez OSP w IRiESP oraz w WDB – wprowadzonych na podstawie rozporządzenia 2017/2195 – w których znajdują się mechanizmy dotychczas regulowane przez IRiESP-Bilansowanie.

W 2022 r. na bilansowanie systemu miały wpływ zmiany w IRiESP, WDB oraz IRiESD.

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESP zatwierdzonych w 2022 r. przez Prezesa URE, które są związane z Rynkiem Bilansującym, należy zaliczyć:

- zmianę polegającą na określeniu wymagań estymowania mocy czynnej, umożliwiających ustalenie ilości energii elektrycznej, jaka nie została wytworzona w morskich farmach wiatrowych na skutek poleceń ruchowych wydanych przez operatora systemu przesyłowego dotyczących ograniczenia mocy czynnej generowanej przez morskie farmy wiatrowe,
- modyfikacje związane z wdrożeniem w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core metody FBA dla Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego,
- zmianę związaną z przyłączeniem Słowacji do Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego i rozpoczęcia wymiany międzysystemowej na połączeniu PL-SK według zasad alokacji w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

<sup>25)</sup> „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB, tj. płatności od Uczestników Rynku Bilansującego.

W 2022 r. zostały wprowadzone zmiany do WDB:

- dodano nowy typ Fizycznego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego na potrzeby pozyskiwania przez OSP informacji dotyczącej ilości dostaw energii elektrycznej prosumentów,
- wdrożono zmiany wynikające z ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzonych ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>26)</sup>,
- wprowadzono modyfikacje związane z wdrożeniem w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core metody FBA dla Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego,
- wprowadzono modyfikacje związane z wdrożeniem postanowień trzeciej zmiany regionalnego modelu rynku w regionie Core opracowanego zgodnie z art. 31 rozporządzenia 2016/1719,
- wprowadzono możliwość rozszerzenia obszaru Rynku Bilansującego o Miejsca Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (MB), w których reprezentowana jest energia elektryczna pobrana na średnim lub niskim napięciu na potrzeby OSP związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej,
- wprowadzono modyfikacje związane z przyłączeniem Słowacji do Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego i rozpoczęciem wymiany międzysystemowej na przekroju handlowym PL-SK według zasad alokacji w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD zatwierdzonych w 2022 r. przez Prezesa URE, które są związane z Rynkiem Bilansującym, należy zaliczyć zmiany wynikające z konieczności dostosowania IRiESD do zmian:

- ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych<sup>27)</sup>,
- ustawy z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych<sup>28)</sup>,
- ustawy o rynku mocy,
- rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego wprowadzonych rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego<sup>29)</sup>,
- Warunków dotyczących bilansowania.

Ponadto OSD, za wyjątkiem PGE Dystrybucja S.A., dokonali aktualizacji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

Dodatkowo w ramach wdrażania platform wymiany energii bilansującej PSE S.A., zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2195 od 2020 r. działają operacyjnie w europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań, realizowanej w ramach projektu IGCC. Platforma IGCC umożliwia kompensowanie niezbilansowania pomiędzy OSP w obszarze Europy kontynentalnej. Udział w tym mechanizmie pozwala na ograniczenie aktywacji energii bilansującej przez poszczególnych OSP, w tym PSE S.A., w sytuacji, gdy ich systemy są niezbilansowane w różnych kierunkach.

Ponadto PSE S.A. uczestniczą w procesie wdrażania trzech europejskich platform wymiany energii bilansującej przewidzianych przez rozporządzenie 2017/2195 – TERRE (w zakresie rezerw zastępczych), MARI (w zakresie rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną), PICASSO (w zakresie rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną).

<sup>26)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 2376 z późn. zm.

<sup>27)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 110 z późn. zm.

<sup>28)</sup> Dz. U. z 2019 r. poz. 1495 z późn. zm.

<sup>29)</sup> Dz. U. z 2020 r. poz. 2026.



### 3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

#### Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

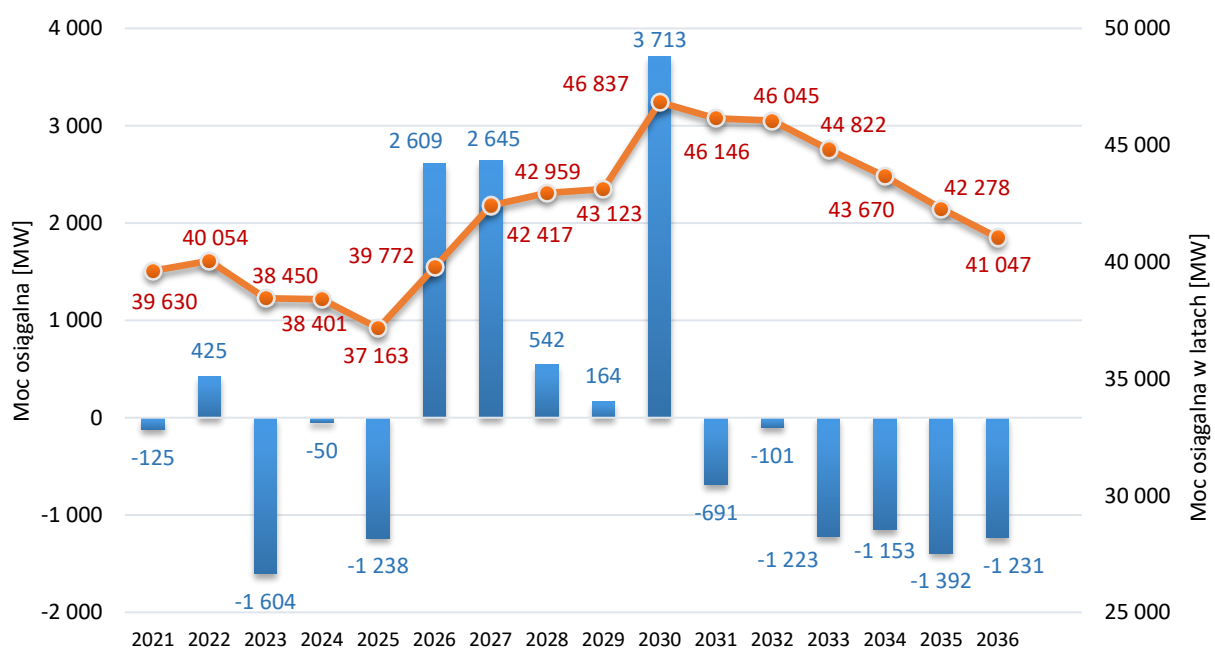
Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2022 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2022–2036 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz piętnastoletnich, 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 piętnastu 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 3.** Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036: bilans mocy wytwórczych

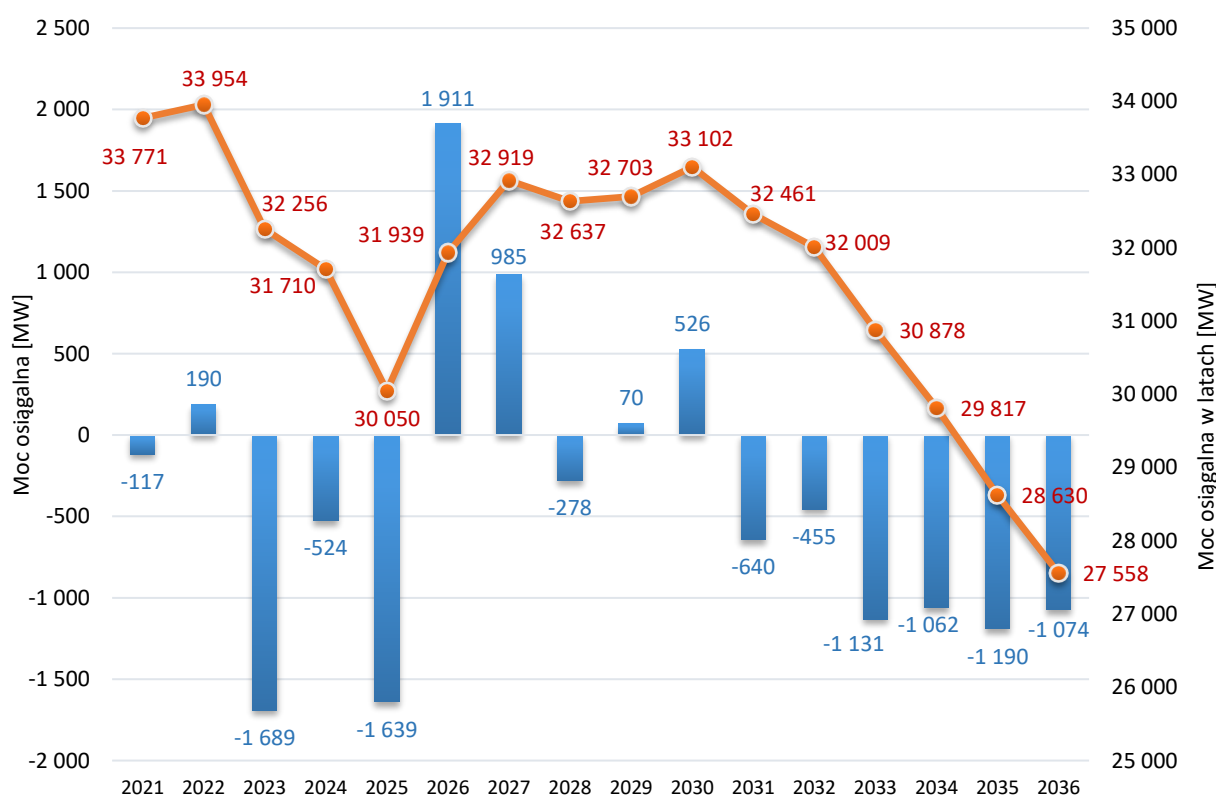


Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

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 4.** Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036: bilans mocy wytwórczych przy zastosowaniu KWDe



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

### Działania związane z rynkiem mocy

W 2022 r. rynek mocy w Polsce funkcjonował według niezmiennych zasad. Przepisy prawa stanowiące jego podstawy, zarówno europejskie (rozporządzenie 2019/943), jak i krajowe (ustawa o rynku mocy), pozostały nie zmienione.

W ostatnim roku znacząco zwiększyła się liczba potencjalnych zagranicznych dostawców mocy. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, w polskim rynku mocy mogą uczestniczyć zagraniczni dostawcy

mocy zlokalizowani w strefie profilu synchronicznego, w systemach przesyłowych Republiki Litewskiej oraz Królestwa Szwecji<sup>30)</sup>.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2022 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2026<sup>31)</sup>,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2023<sup>32)</sup>,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2024,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2023<sup>33)</sup>,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2023 r.<sup>34)</sup>,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2023<sup>35)</sup>.

Dodatkowo na podstawie art. 79 pkt 7 ustawy o rynku mocy, Prezes URE rozstrzygnął sprawę sporną pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, dotyczącą odmowy połączenia punktów pomiarowych zgodnie z art. 70b ust. 2 ustawy o rynku mocy.

Ponadto Prezes URE udzielał odpowiedzi uczestnikom rynku mocy na wiele pytań, które pojawiły się w związku z obowiązywaniem ustawy, w szczególności w zakresie obowiązków poddania się certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji czy danych do kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej oraz wyznaczenia wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla roku dostaw 2022, a także poboru opłaty mocowej.

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od operatora, którym w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy jest PSE S.A., informacje dotyczące:

- przebiegu certyfikacji ogólnej w 2022 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2027, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2023 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2027,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2024.

Decyzją z 29 grudnia 2022 r.<sup>36)</sup>, Prezes URE zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Aktualizacja wprowadziła obowiązek dla dostawców mocy do corocznego złożenia oświadczenia dotyczącego daty rozpoczęcia produkcji komercyjnej przez wszystkie jednostki rynku mocy certyfikowane na dany rok dostaw oraz połączyła proces składania oświadczeń dotyczących daty rozpoczęcia produkcji komercyjnej z oświadczeniami dotyczącymi limitu emisji. Modyfikacja była konieczna dla prawidłowego stosowania przepisów art. 8 ustawy o rynku mocy.

---

<sup>30)</sup> Warunkiem uczestnictwa jest zawarcie umów pomiędzy polskim operatorem systemu przesyłowego a operatorami z ww. stref. W przypadku profilu synchronicznego, muszą to być operatorzy wszystkich systemów przesyłowych połączonych bezpośrednio z KSE. Ze względu na fakt, że do końca 2021 r. ww. warunek nie był spełniony, w aukcjach na polskim rynku mocy mogli brać udział jedynie dostawcy przyłączeni do systemów mających połączenia stałoprądowe z KSE, tj. ze Szwecji oraz Litwy. Dla przyspieszenia negocjacji, Prezes URE, wspólnie z niemieckim regulatorem BnetzA, włączył się do procesu uzgodnień pomiędzy operatorami, co doprowadziło do zawarcia 12 sierpnia 2022 r. umowy, która umożliwiła udział dostawców mocy zlokalizowanych w strefie profilu synchronicznego w aukcji wstępnej, a w konsekwencji w aukcji głównej dla roku dostaw 2027.

<sup>31)</sup> Informacja Prezesa URE nr 2/2022.

<sup>32)</sup> Informacja Prezesa URE nr 19/2022.

<sup>33)</sup> Informacja Prezesa URE nr 40/2022.

<sup>34)</sup> Informacja Prezesa URE nr 43/2022.

<sup>35)</sup> Informacja Prezesa URE nr 63/2022.

<sup>36)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674,Regulamin-rynku-mocy.html>

## Certyfikacja ogólna w 2022 r.

W ramach certyfikacji ogólnej, właściciele jednostek fizycznych wytwórczych zarówno istniejących, jak i planowanych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych składają do operatora wnioski o ich wpis do rejestru. Jest to warunkiem przystąpienia w danym roku do certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowych i utworzenia jednostki rynku mocy, bez której nie jest możliwy udział w aukcjach.

Udział w certyfikacji ogólnej jest dobrowolny, za wyjątkiem jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy brutto co najmniej 2 MW, których właściciele, zgodnie z art. 11 ustawy o rynku mocy, zobowiązani są do ich zgłoszenia w każdym roku.

W 2022 r. w ramach certyfikacji ogólnej złożono 1 412 wniosków, tj. o 12,6 proc. więcej niż w 2021 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 379 jednostek, tj. o 12,6 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 53,8 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 3,7 proc.)<sup>37)</sup>.

## Certyfikacja do aukcji głównej w 2021 r. na rok dostaw 2026 oraz certyfikacja do aukcji głównej w 2022 r. na rok dostaw 2027

**Tabela 1.** Dane dotyczące wydania certyfikatów w ramach przeprowadzonej certyfikacji do aukcji głównej w latach 2021 i 2022

Jednostki Rynku Mocy	2021 r. [szt.]	2022 r. [szt.]
Jednostka wytwórcza istniejąca – udział w aukcji głównej i rynku wtórnym	29	25
Jednostka wytwórcza istniejąca – udział wyłącznie na rynku wtórnym	66	57
Modernizowana jednostka wytwórcza	10	10
Nowa jednostka wytwórcza	11	10
Niepotwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	60	72
Potwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	4	4
<b>RAZEM</b>	<b>180</b>	<b>178</b>

Źródło: URE.

**Tabela 2.** Obowiązki mocowe w aukcji głównej i rynku wtórnym na lata 2026 i 2027 oferowane w ramach przeprowadzonych certyfikacji w latach 2021 i 2022

Jednostki Rynku Mocy	2021 r. [MW]	2022 r. [MW]
Jednostka wytwórcza istniejąca	1 732	2 780
Jednostka istniejąca – magazyn energii	805	277
Modernizowana jednostka wytwórcza	487	213
Modernizowany magazyn energii	171	121
Nowa jednostka wytwórcza	2 340	1 429
Nowy magazyn energii	206	369
Niepotwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	1 981	1 896
Potwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	34	4
<b>RAZEM</b>	<b>7 756</b>	<b>7 089</b>

Źródło: URE.

<sup>37)</sup> Infografika\_PSE\_RynekMocy\_CO2022.pdf

**Aukcje dodatkowe na I, II, III i IV kwartał roku dostaw 2023 (odbyły się 17 marca 2022 r.)****Tabela 3.** Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2023

Kwartał roku dostaw 2023	Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
I	48	1 254	333,68
II	32	489	190,00
III	29	435	212,40
IV	50	1 227	364,00

Źródło: URE.

**Aukcja główna na rok dostaw 2027 (odbyła się 15 grudnia 2022 r.)****Tabela 4.** Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2027

	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
Jednostki polskie	88	4 829	406,35
Jednostki zagraniczne ogółem w tym:	7	550	x
- strefa profilu synchronicznego	6	300	399,00
- system przesyłowy Republiki Litewskiej	1	250	298,00
<b>RAZEM</b>	<b>95</b>	<b>5 379</b>	<b>x</b>

Źródło: URE.

Na rok dostaw 2027 łącznie zakontraktowano 18 712 MW, w tym 5 379 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz 13 333 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2026.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2027, wynosi 1 468 MW.

**Tabela 5.** Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Podaż mocy [MW]	25 505	12 534	13 301	11 914	2 851	7 000	5 000
Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej [MW]*	22 732	10 544	10 708	9 088	2 526	7 991	6 237
Moc zakontraktowana na aukcji głównej [MW]	22 427	10 580	9 779	8 671	2 367	7 189	5 379
Cena max cenotwórcy [zł/kW/rok]	327,80	366,00	406,90	404,30	414,70	400,40	406,40
Cena max cenobiorcy [zł/kW/rok]	193,00	198,00	203,00	183,00	179,00	186,00	187,00
Cena min cenobiorcy [zł/kW/rok]	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99	259,87	172,85	400,39**	406,35***
Koszty roczne [mln zł]****	5 530	5 249	5 267	5 272	4 877	5 563	5 918
Koszty roczne wg OSR [mln zł]	3 979	3 819	3 529	3 789	3 909	3 959	3 839
Moc łączna zakontraktowana [MW]****	22 916	23 701	23 213	21 255	20 620	17 969	18 712

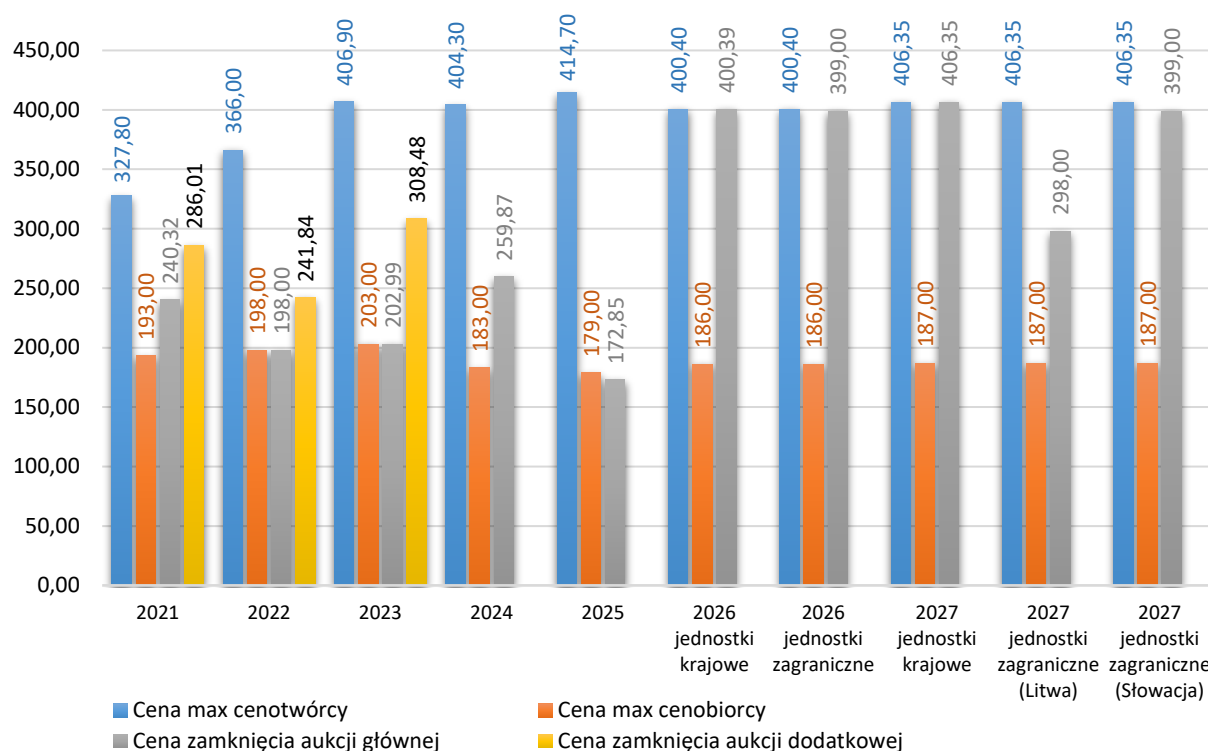
\* Zapotrzebowanie na moc określa dla każdego roku rozporządzenie ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji głównej.

\*\* Tabela zawiera cenę dla jednostek krajowych, cena dla jednostek zagranicznych wynosi 399 zł/kW/rok.

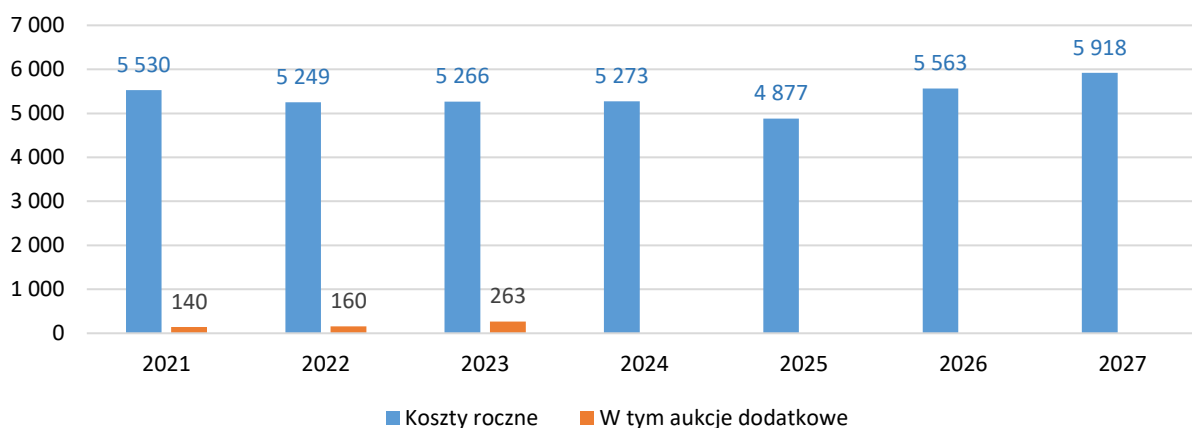
\*\*\* Tabela zawiera cenę dla jednostek krajowych, cena dla jednostek zagranicznych wynosi 399 zł/kW/rok dla profilu synchronicznego oraz 298 zł/kW/rok dla połączenia z Litwą.

\*\*\*\* Uwzględniono aukcje dodatkowe oraz kontrakty wieloletnie.

Źródło: URE.

**Rysunek 5.** Ceny w aukcjach 2021–2027 [w zł/kW/rok]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>

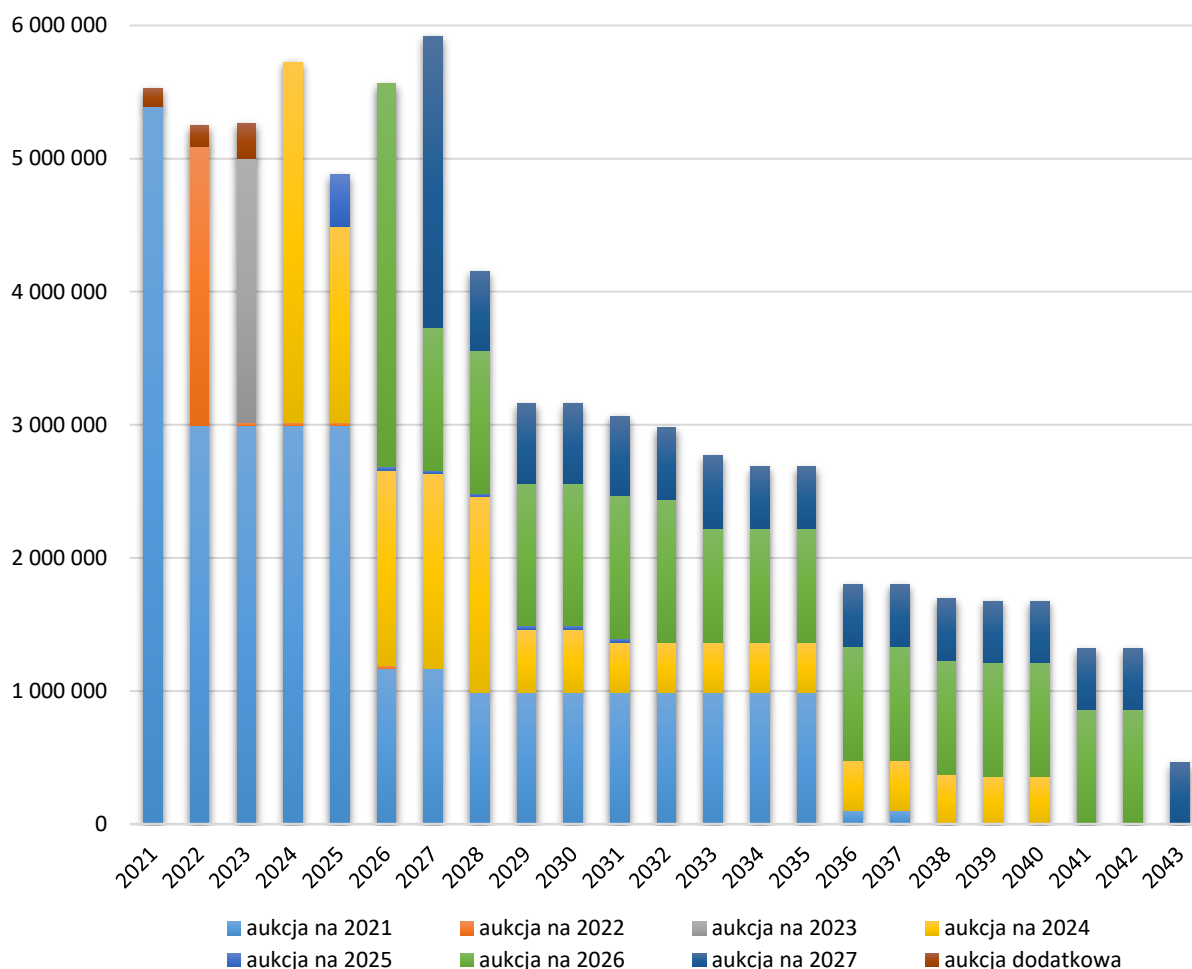
**Rysunek 6.** Koszty roczne rynku mocy dla lat 2021–2027 [mln zł]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>

Koszty rynku mocy w latach 2024–2027 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych<sup>38)</sup>.

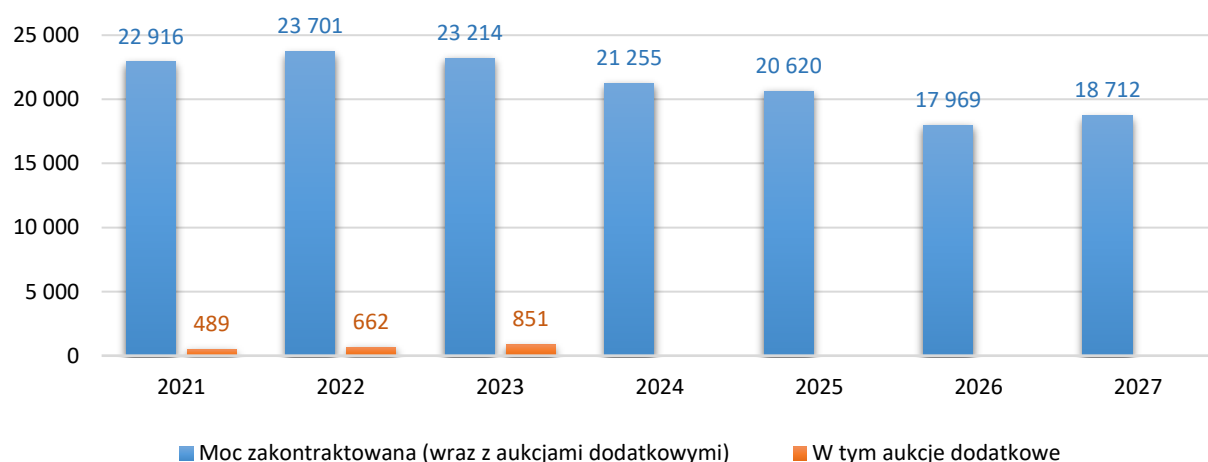
<sup>38)</sup> Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

**Rysunek 7.** Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2043, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [tys. zł]



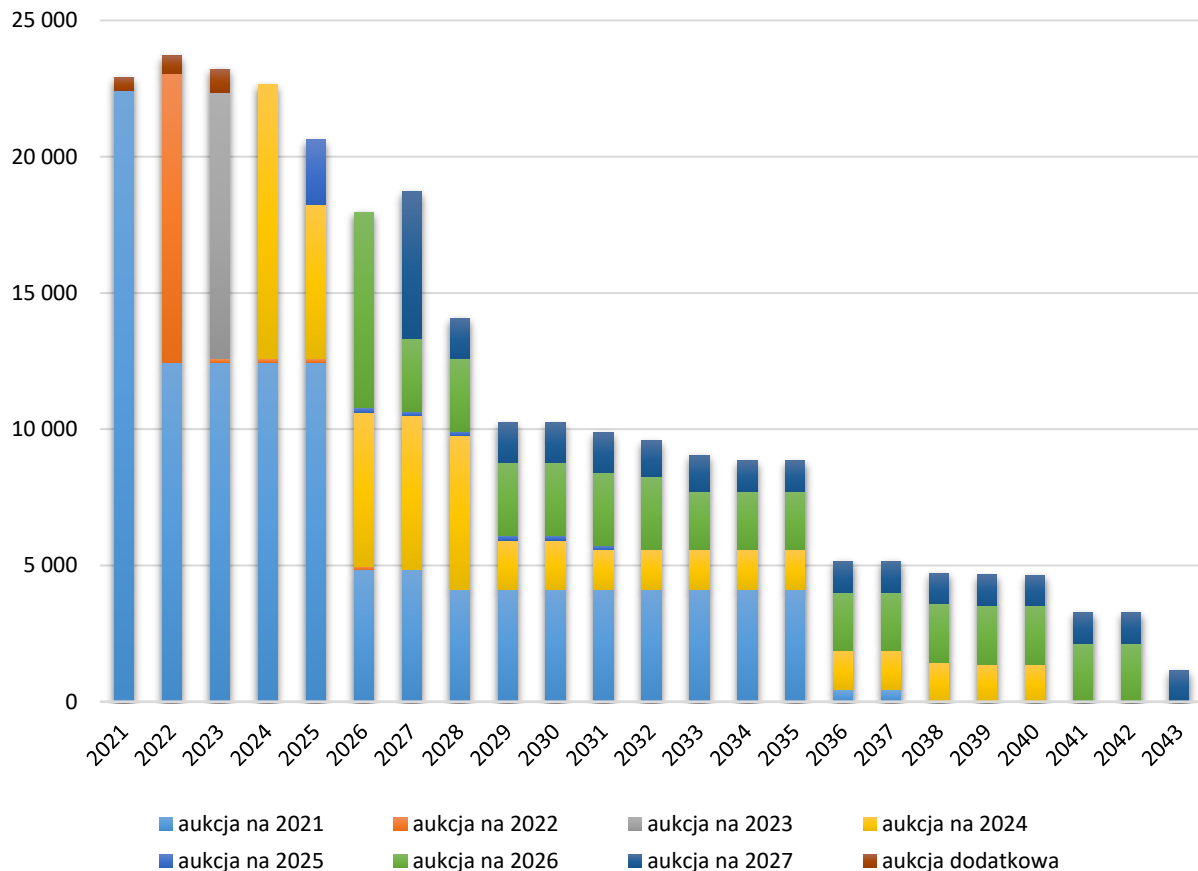
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

**Rysunek 8.** Moc zakontraktowana dla lat 2021–2027 [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

**Rysunek 9.** Moc zakontraktowana na lata 2021–2043 w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>

Realizacja procesów rynku mocy w 2022 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń.

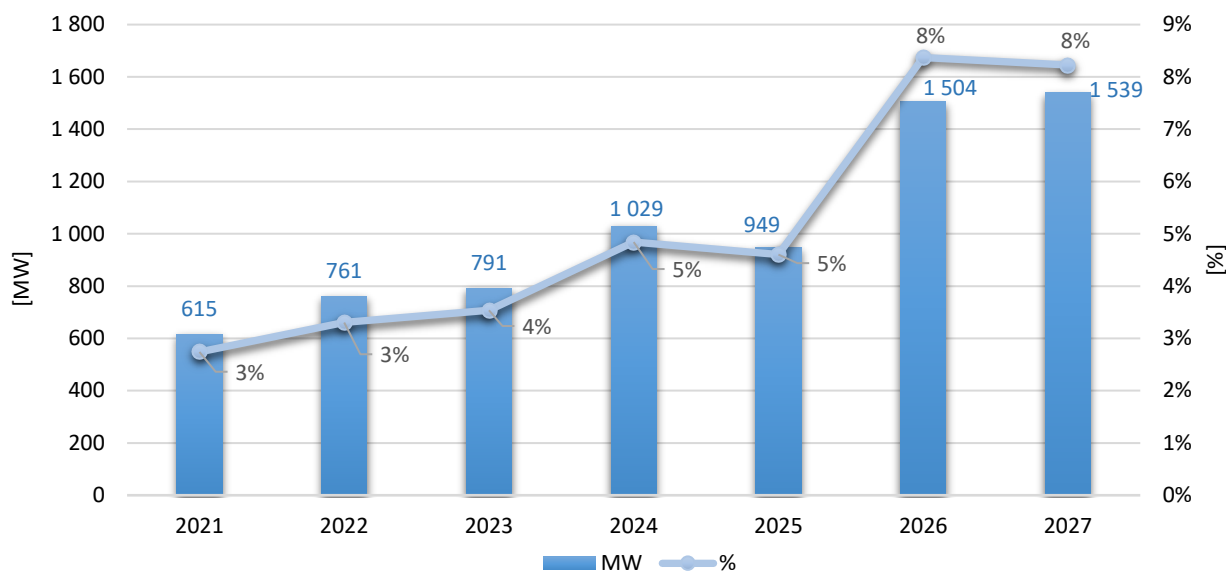
Aukcja główna na 2027 r. była drugą z rzędu, która zakończyła się w pierwszej rundzie, w efekcie czego cena zamknięcia była po raz kolejny rekordowa, przewyższając ubiegłoroczną o 1,49 proc. Kształtowanie się ceny zamknięcia na najwyższym możliwym poziomie wynika ze zbyt niskiej podaży obowiązków mocowych (5 379 MW) w stosunku do zapotrzebowania (6 237 MW). Podstawową przyczyną takiego stanu rzeczy jest struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w której dominują źródła niespełniające limitu emisji, a tym samym niemogące korzystać ze wsparcia na rynku mocy.

Niepewna sytuacja gospodarcza w Europie, w tym w szczególności duże wahania cen gazu, spowodowane wojną w Ukrainie, są kolejnym czynnikiem negatywnie wpływającym na podaż mocy w aukcji głównej na rok 2027. Obowiązki mocowe, oferowane przez podmioty planujące budowę nowych jednostek wytwórczych, były na poziomie o ok. 50 proc. niższym w stosunku do aukcji głównej na rok 2026, przy czym w przypadku nowych jednostek opalanych gazem spadek ten wynosi 55 proc.

Pozytywnym symptomem zmian, powoli zachodzących w polskim sektorze elektroenergetycznym, są kontrakty zawarte po raz pierwszy na rynku mocy przez inwestorów w odnawialne źródła energii oraz magazyny energii.

Udział DSR na poziomie ok. 1 500 MW w kontraktach zawartych na rok dostaw 2027, jest praktycznie na niezmiennym poziomie w stosunku do aukcji na rok 2026 co oznacza, że jest to wielkość mocy obecnie dostępna w Polsce w ramach usługi DSR.



**Rysunek 10.** Udział DSR w kontraktach zawartych na rynku mocy w latach 2021–2027

Źródło: URE.

### Inne działania w obszarze rynku mocy

*Europejska ocena wystarczalności zasobów 2022 (European Resources Adequacy Assessment 2022 – ERAA 2022)*

30 listopada 2022 r. ENTSO-E przedłożyła ACER drugą europejską ocenę adekwatności zasobów ERAA 2022. ACER, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2022 w oparciu o kryteria takie, jak w przypadku ERAA 2021, zgodnie z którymi ERAA powinna być rzetelna i stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności, zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

Pomimo postępu we wdrożeniu metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020<sup>39)</sup>, w stosunku do ERAA 2021, to rozbieżności pomiędzy wykonaną przez ENTSO-E analizą, a wymogami wynikającymi z metodyki zawartej w tej decyzji, są wciąż zbyt duże. Dodatkowo przewiduje się, że obecny kryzys energetyczny w Europie w znacznym stopniu wpłynie na ewolucję europejskiego sektora energetycznego.

Biorąc pod uwagę powyższe czynniki uznano, że wykorzystanie ERAA 2022 do identyfikowania ryzyka związanego z adekwatnością zasobów oraz podejmowania decyzji w sprawie mechanizmów zapewniających zdolności wytwórcze, nie byłoby właściwe i ponownie ACER wraz z organami regulacyjnymi wszystkich krajów członkowskich zdecydowali o braku akceptacji dla ww. analizy.

<sup>39)</sup> Decision no 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment.

### 3.1.6. Kwestie transgraniczne

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

W 2022 r. techniczne możliwości wymiany międzysystemowej określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączeń ze Szwecją oraz Litwą i pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość – Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana była metoda NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

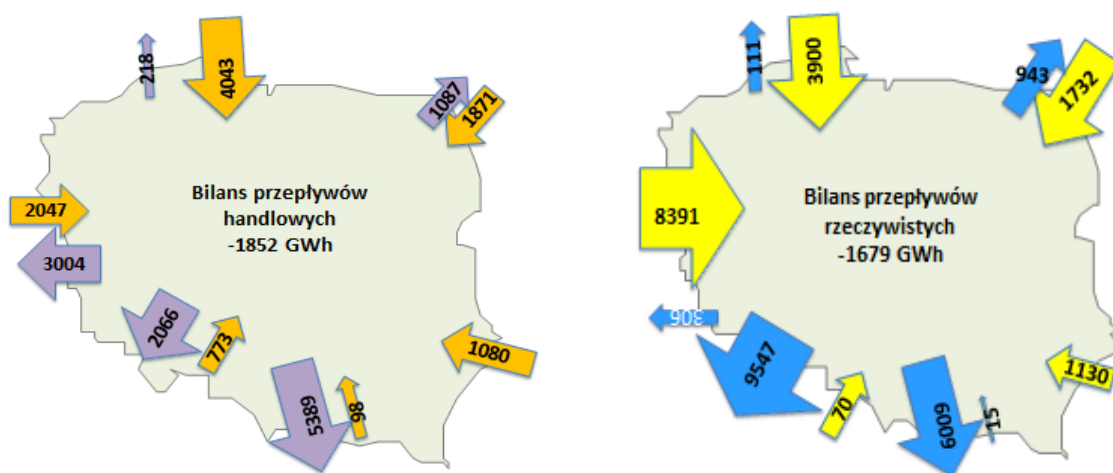
- dla profilu synchronicznego wyznaczane były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedur dnia bieżącego,
- dla profilu synchronicznego od 9 czerwca 2022 r. została wprowadzona dla horyzontu dobowego metoda FBA, która zastąpiła metodę NTC,
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczane były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia promieniowego Zamość – Dobrotwór wyznaczane były wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

Linia elektroenergetyczna promieniowa Zamość – Dobrotwór była w 2022 r. jedynym połączeniem KSE z ukraińskim systemem elektroenergetycznym z krajów nienależących do UE. 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 265 MW.

#### Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

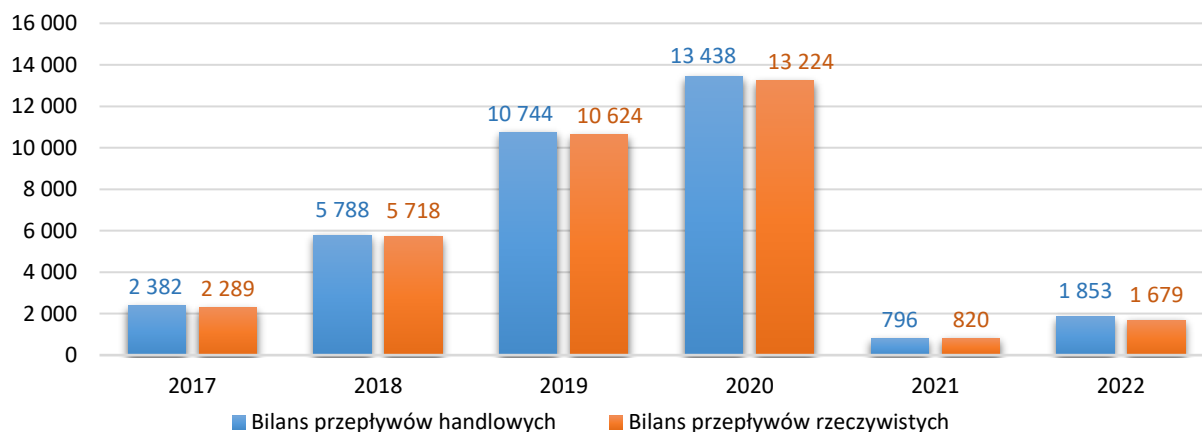
Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2022 r. zostały przedstawione na poniższym rysunku.

**Rysunek 11.** Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2022 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

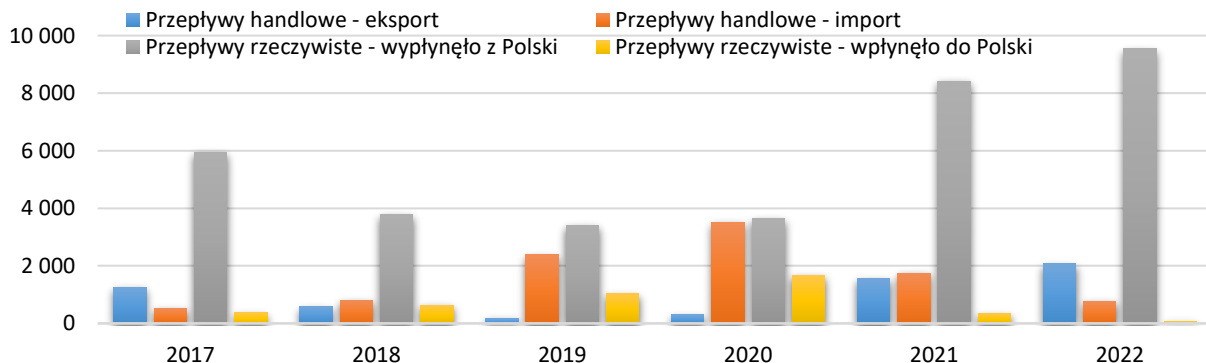
**Rysunek 12.** Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

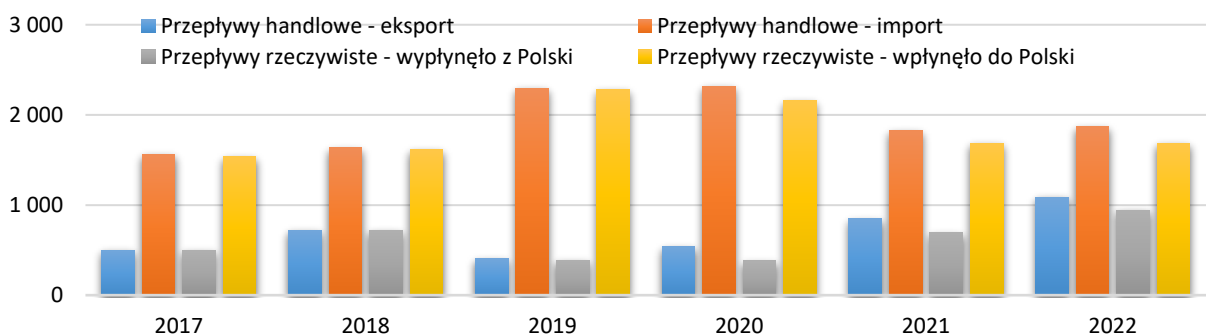
Na poniższych rysunkach porównano dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach Polski z Czechami, Litwą, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Ukrainą.

**Rysunek 13.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2017–2022 [GWh]



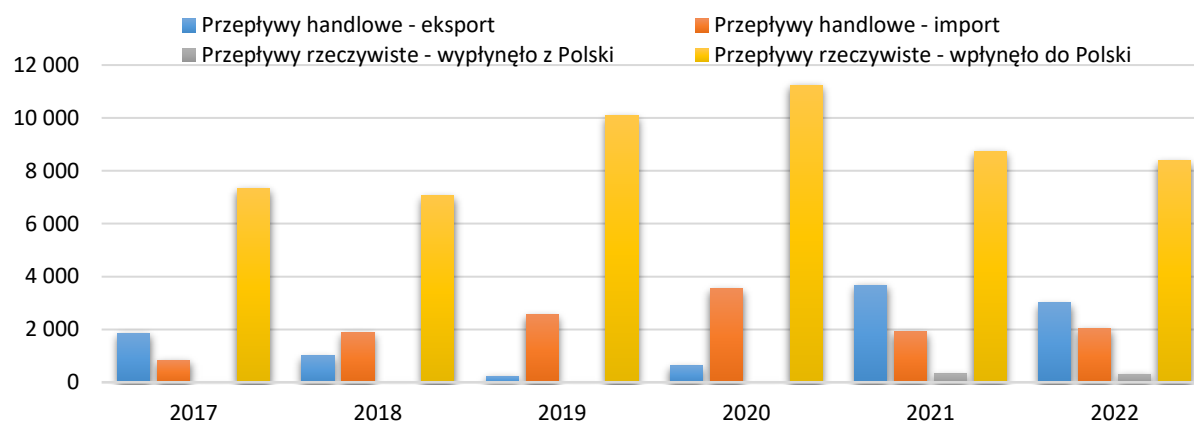
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 14.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2017–2022 [GWh]



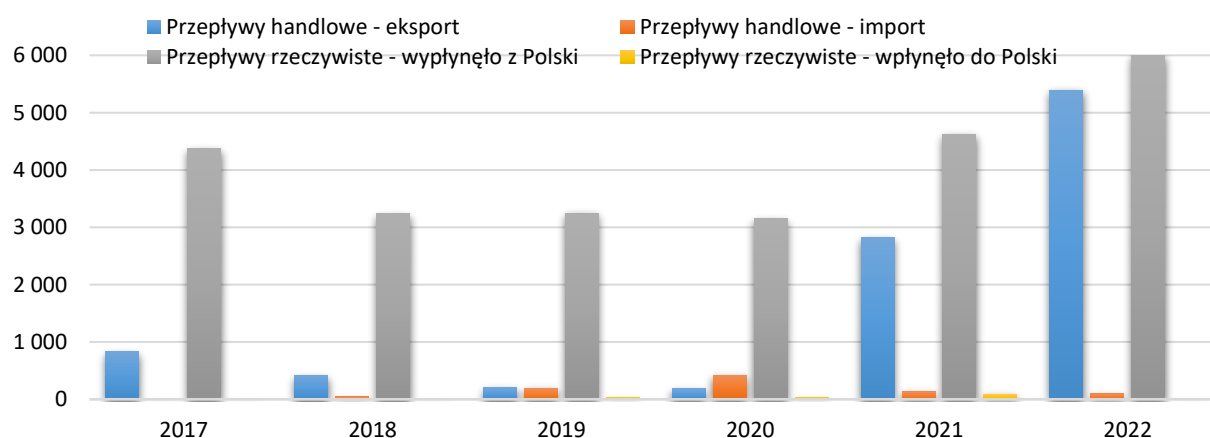
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 15.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2017–2022 [GWh]



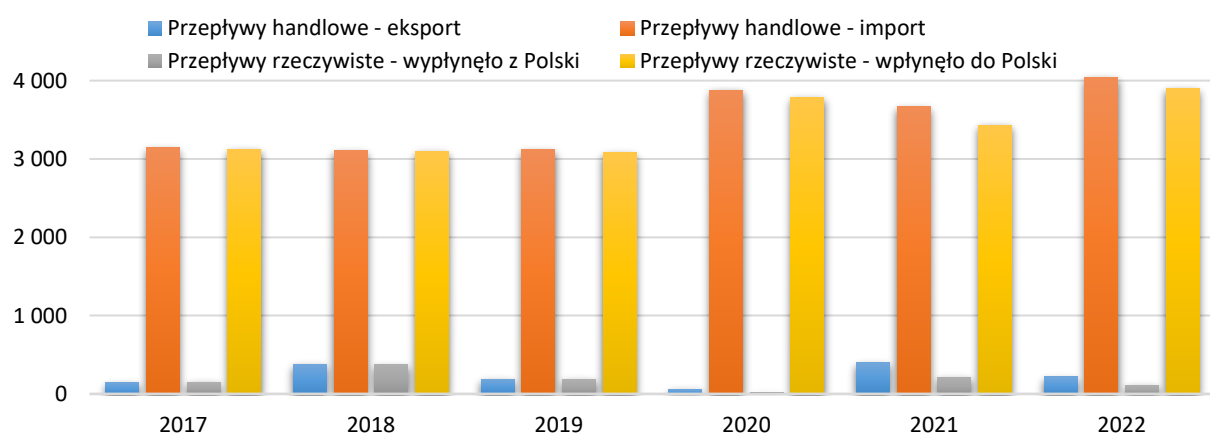
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 16.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2017–2022 [GWh]



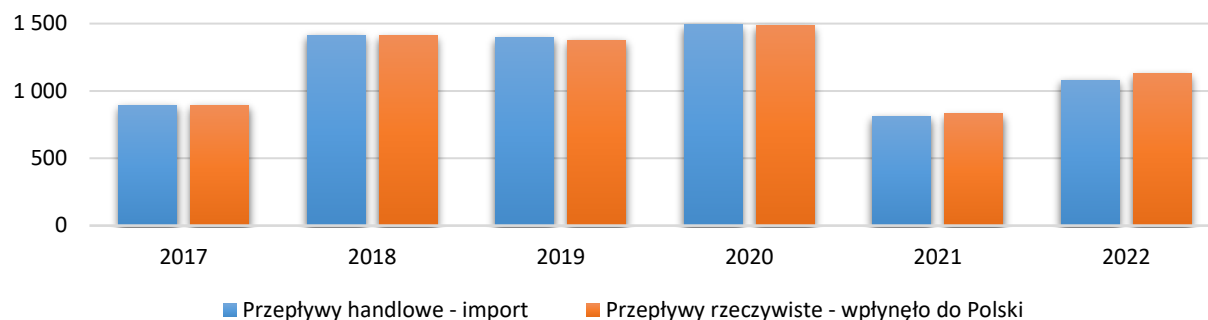
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 17.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 18.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wyptywającej z Polski) w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

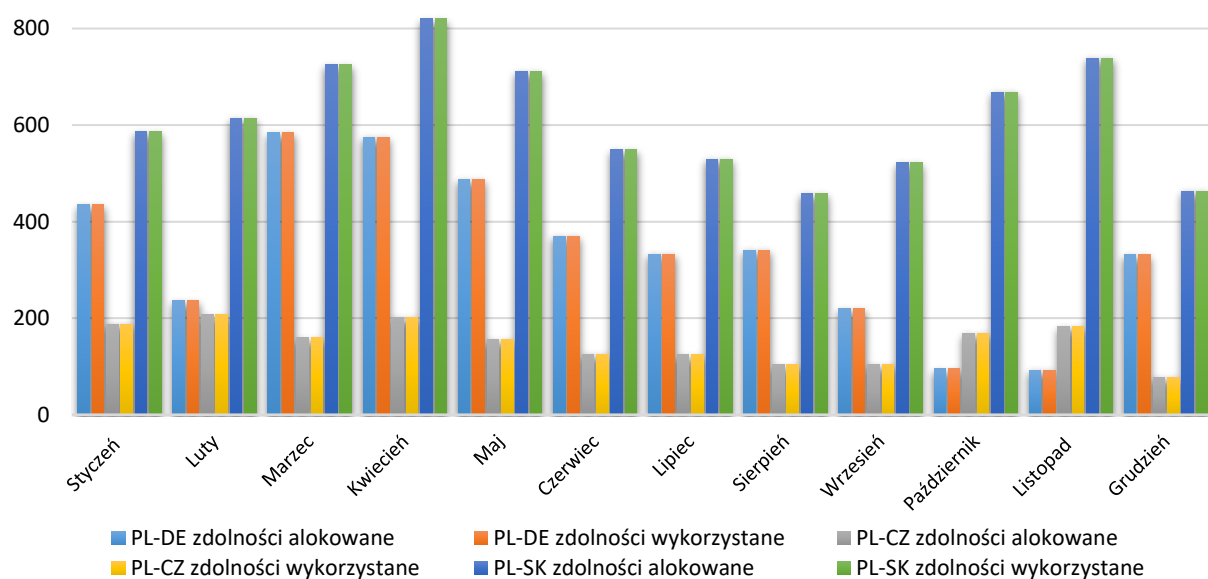
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2022 r. – wyniósł 1 852,6 GWh (eksport). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 11 763,9 GWh i wzrósł o 26 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. Spadł nieznacznie import (o niecałe 2 proc. w porównaniu do roku poprzedniego) – wyniósł łącznie 9 911,3 GWh względem 10 094,9 GWh w 2021 r.

Tak wysoki wzrost eksportu podyktowany był, zapoczątkowanym w 2021 r., dużo wyższym wzrostem cen energii elektrycznej w krajach zachodnich niż w Polsce, który utrzymał się w 2022 r. Wzrosty cen energii natomiast spowodowane były m.in. wzrostem cen gazu na rynkach europejskich, gdzie udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej jest dużo wyższy niż w Polsce.

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach.

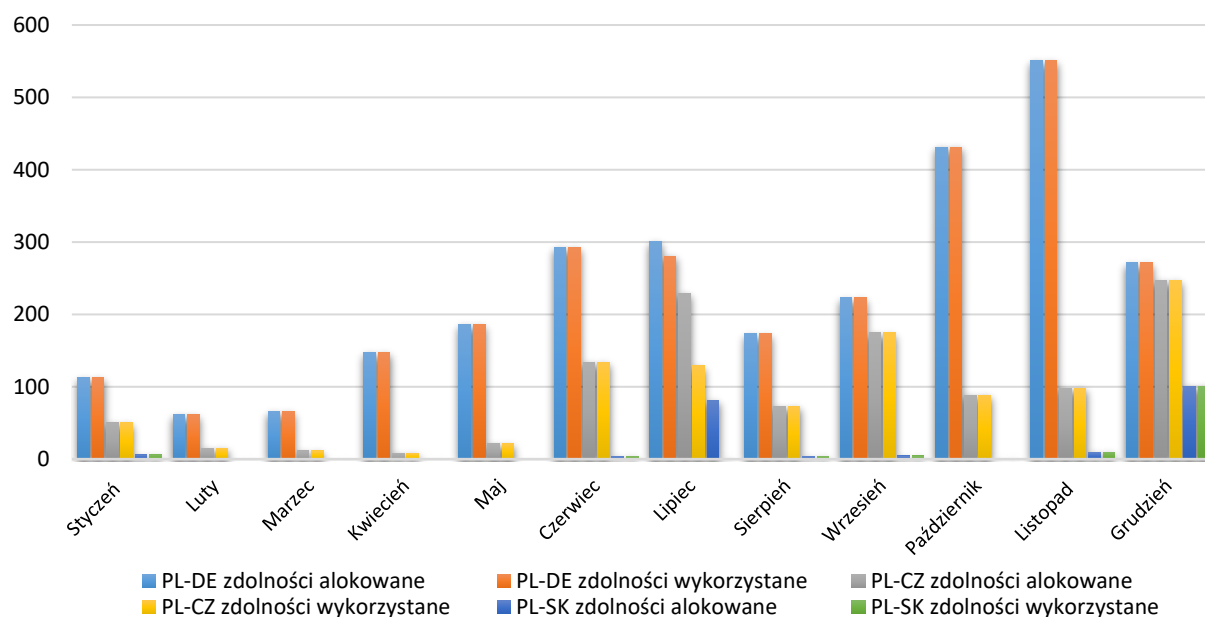
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2022 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

**Rysunek 19.** 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.

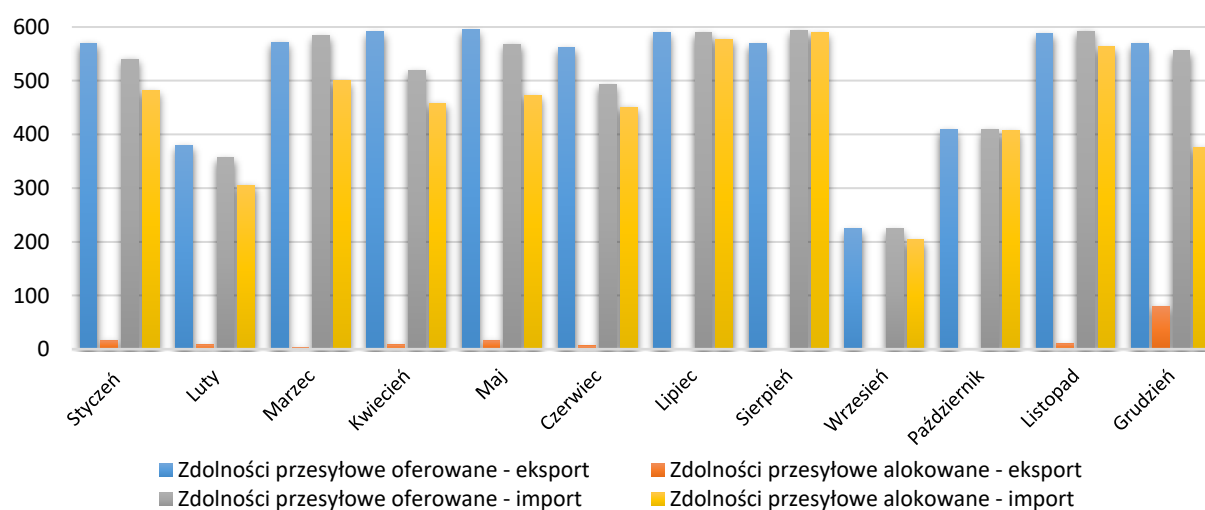
**Rysunek 20.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2022 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

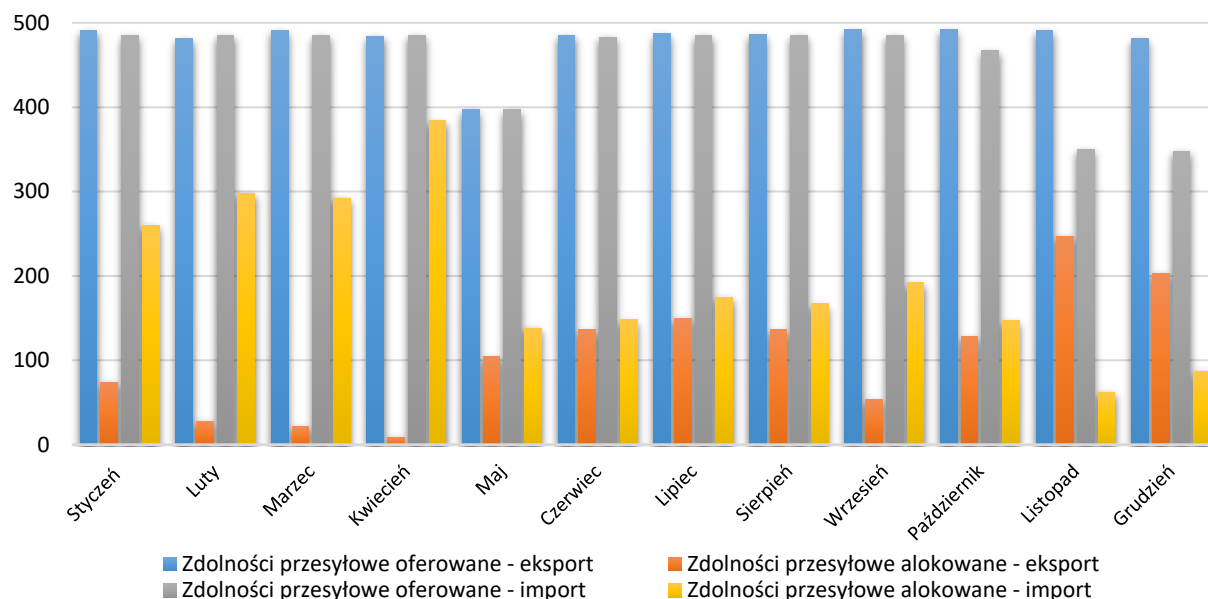
W 2022 r. PSE S.A. wyznaczały zdolności przesyłowe dla przekroju technicznego łączącego polski system elektroenergetyczny z systemami Niemiec, Czech i Słowacji dla horyzontu rocznego, miesięcznego oraz (do 8 czerwca 2022 r.) dobowego. Przekrój techniczny składa się z połączeń międzysystemowych, które posiadają wspólne ograniczenie techniczne dla transakcji handlowych realizowanych na poszczególnych połączeniach dwustronnych. Udziały NTC przydzielonej w horyzoncie dnia następnego zostały wyznaczone do doby dostawy 8 czerwca 2022 r., tj. do momentu wprowadzenia metody wyznaczania zdolności przesyłowych opartej na podejściu FBA na połączeniach z systemami Niemiec, Czech i Słowacji dla horyzontu dobowego.

**Rysunek 21.** 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.

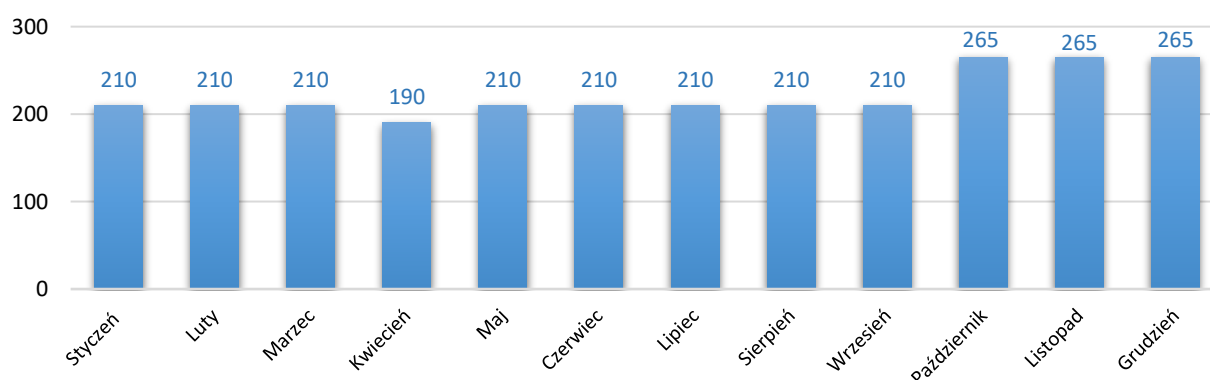
**Rysunek 22.** Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2022 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na granicy ze Szwecją wyniosły 592 MW w kierunku importu i 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, a w kierunku importu do Polski 485 MW. Wykresy nie uwzględniają alokowanych zdolności przesyłowych dla celów tranzytu Szwecja-Litwa i 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 NEMO w Polsce, co uniemożliwiło stosowanie dotychczasowych rozliczeń tych tranzytów jako wyodrębnionych z przepływów importowych/eksportowych.

**Rysunek 23.** Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import w 2022 r. [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2022 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2022 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje). Na połączeniu Polska-Ukraina po stronie polskiej nie wystąpiły wyłączenia awaryjne skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Jedyne niedotrzymanie planów wymiany spowodowane było awaryjnym odstawieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

### 3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

**Tabela 6.** 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: URE.

W 2022 r. były kontynuowane prace zapoczątkowane w 2020 r., dotyczące zmiany rozporządzenia 2015/1222 w zakresie dostosowania go do przepisów wprowadzonych rozporządzeniem 2019/943, oraz weryfikacją przepisów, które w opinii organów regulacyjnych oraz ACER należało zmienić lub dodać, a które zostały stwierdzone już podczas stosowania tego rozporządzenia.

W grudniu 2022 r. zakończono prace nad opracowaniem wytycznych ramowych ACER dla nowych regulacji dotyczących strony popytowej<sup>40)</sup>. Dokument przygotowano zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. e) rozporządzenia (UE) 2019/943 i na podstawie wniosku Komisji Europejskiej.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)<sup>41)</sup>, 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

<sup>40)</sup> [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Framework\\_Guidelines/-Framework%20Guidelines/FG\\_DemandResponse.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/-Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf)

<sup>41)</sup> 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](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf)), ze zmianami.



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 7.** Metody lub warunki zatwierdzone w 2022 r.<sup>42)</sup>

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.
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.

<sup>42)</sup> 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://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
2017/2196	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: Opracowanie własne URE.

## Rozporządzenie 2017/1485

W czerwcu 2022 r., na wniosek OSP, Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą dokumenty pt.: „Zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR)” oraz „Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości (FRCE) oraz koordynacja działań zmierzających do zmniejszenia FRCE”, które zostały opracowane na podstawie art. 5 ust. 1 oraz 6 ust. 3 lit. e) ppkt (ii), (iii) i (iv) rozporządzenia 2017/1485. Metodyka FRR zawiera zasady, na podstawie których zgodnie z art. 157 rozporządzenia 2017/1485, określane są: tryb i warunki określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR), szczegółowe zasady określania wielkości FRR, w tym m.in. dane wejściowe do metodyki, parametry wymiarowania i aktywacji automatycznych i ręcznych rezerw FRR, dane historyczne o niezbilansowaniu, określanie wielkości incydentu wymiarującego, metoda probabilistyczna wyznaczania FRR, oraz wejście w życie, okres przejściowy i tryb dokonywania zmian w metodyce. Metodyka FRCE zawiera natomiast, dokonaną na podstawie art. 152 ust. 16 rozporządzenia 2017/1485, identyfikację środków mających na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości (FRCE) za pomocą zmian wytwarzania mocy czynnej lub jej poboru, odpowiednio przez moduły wytwarzania energii elektrycznej lub jednostki odbiorcze oraz ramowo określa procedurę postępowania w celu skoordynowania działań zmierzających do zmniejszenia FRCE, zgodnie z art. 152 ust. 14 lit. b) rozporządzenia 2017/1485.

## Rozporządzenie 2017/2196

W maju 2022 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził zmianę aktualnie 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)”. Podobnie jak w przypadku poprzedniej zmiany Wykazu SGU, aktualizacja dotychczasowego Wykazu SGU wynikała 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 rozporządzeniem 2016/631.

## Wdrażanie kodeksów przyłączeniowych na poziomie krajowym

W 2022 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

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<sup>43)</sup>. 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 wniosek 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 D. Informacja o odstępstwach została zamieszczona w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z artykułem 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE<sup>44)</sup> oraz została opublikowana na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER<sup>45)</sup>.

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.

We wrześniu 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD w trybie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) rozporządzenia 2016/631, o wydanie decyzji stwierdzającej konieczność zawarcia nowej umowy

<sup>43)</sup> 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.

<sup>44)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

<sup>45)</sup> <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

przyłączeniowej oraz określenia wymogów tego rozporządzenia – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD przez właściciela istniejącego modułu wytwarzania energii o planowanej modernizacji obiektu będącego farmą wiatrową. 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 grudniu 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) 2016/1388, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD o planowanej modernizacji lub wymianie urządzeń mogącej mieć wpływ na zdolności techniczne istniejącego systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

### 3.1.8. Elektromobilność

W pierwszym kwartale 2022 r. Prezes URE zakończył dwa postępowania administracyjne wszczęte jeszcze w 2021 r. na wniosek przedłożony przez organy wykonawcze gmin: (i) o zmianę decyzji Prezesa URE oraz (ii) o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na obszarze gminy. Pierwsze postępowanie zakończyło się zmianą wydanej decyzji Prezesa URE poprzez zastąpienie części ogólnodostępnych stacji ładowania stacjami rezerwowymi, ujętymi w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Natomiast drugie postępowanie zostało umorzone ze względu na bezprzedmiotowość po wejściu w życie od 24 grudnia 2021 r. przepisu art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności<sup>46)</sup>. 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 przed nowelizacją upływa 31 grudnia 2021 r. – stosuje się m.in. przepis art. 64 ustawy o elektromobilności 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, przedsiębiorstwa do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania.

W 2022 r. Prezes URE realizując obowiązek wynikający z art. 3a ust. 6 ustawy o elektromobilności 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 26/2022<sup>47)</sup> zamieszczonej w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Wytyczne te, stosownie do art. 3a ust. 7 ustawy o elektromobilności, mają

<sup>46)</sup> 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”

<sup>47)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/oper/4026,Lista-operatorow-ogolnodostepnych-stacji-ladowania-i-dostawcow-uslug-ladowania-w.html>

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 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 URE<sup>48)</sup>. Zgodnie z postanowieniami art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności, OSD powinni poinformować Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania. W 2022 r. do URE wpłynęły również wnioski trzech OSDn o zatwierdzenie *Ogólnych warunki przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania*. Postępowania te nie zakończyły się w 2022 r.

## 3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2022 r. ukształtował się na wyższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 175 157 GWh (wzrost o 0,9 proc. w porównaniu z 2021 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 173 479 GWh i zmniejszyło się o (-)0,53 proc. w porównaniu z 2021 r.

Zwiększenie krajowego zużycia energii elektrycznej było nieznaczne. PKB w 2022 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,9 proc.<sup>49)</sup>, było o 4 punkty procentowe większe niż przyrost krajowego zużycia energii.

W 2022 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 8,9 proc. rozchodu energii elektrycznej. W porównaniu z 2021 r., udział importu nie zmienił się, zaś udział eksportu wzrósł o 1,3 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej zmieniła się nieznacznie w stosunku do poprzedniego roku. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Natomiast zauważalną zmianą jest zwiększenie udziału wytwarzania w odnawialnych źródłach energii elektrycznej. W źródłach wiatrowych udział produkcji energii elektrycznej wzrósł z 8 proc. do 10 proc., a w innych źródłach odnawialnych wzrósł z 3 proc. do 5 proc.

W 2022 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 60 446 MW, a moc osiągalna 59 578 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,7 proc. oraz o 9,6 proc. w stosunku do 2021 r.<sup>50)</sup>

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.).

<sup>48)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10562,Elektromobilnosc-Prezes-URE-zatwierdzil-Ogolne-warunki-przeprowadzenia-przetargu.html>

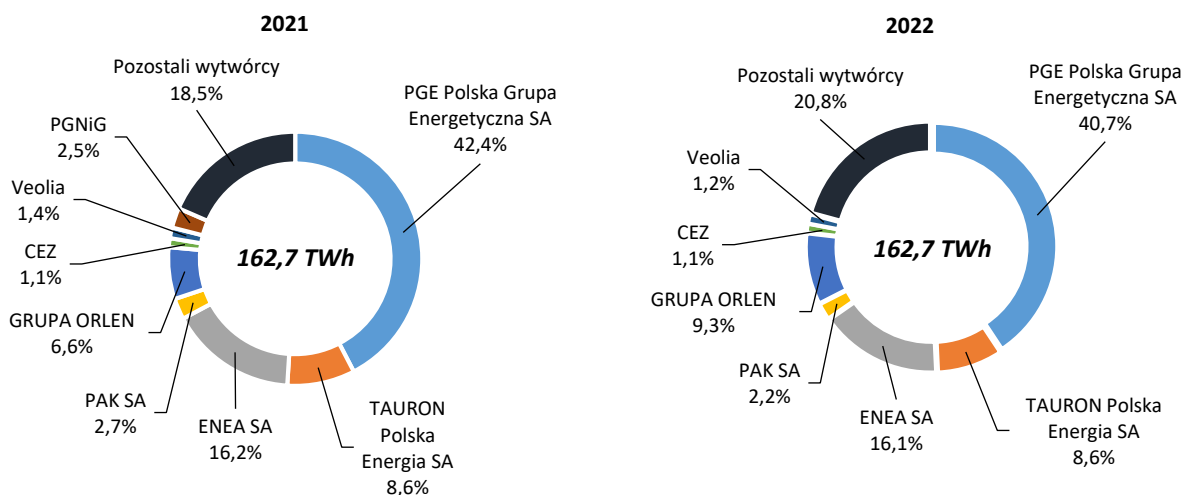
<sup>49)</sup> <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2022-roku-szacunek-wstepny,2,12.html>

<sup>50)</sup> Według stanu na 31 grudnia 2021 r. i 31 grudnia 2022 r., dane PSE S.A.

## Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

W 2022 r., podobnie jak w latach poprzednich, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej<sup>51)</sup>. Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych. W 2022 r., w porównaniu z 2021 r., wzrosło znaczenie grupy kapitałowej Orlen pod względem energii wprowadzonej do KSE.

**Rysunek 24.** Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2021–2022 (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia danego roku)



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

*Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.*

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2022 r.<sup>52)</sup> nieznacznie spadł i wyniósł 66,1 proc. (spadek o 1 punkt procentowy w porównaniu do 2021 r.). Wyraźny trend spadkowy kolejny rok z rzędu utrzymywał się dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 6,2 punktu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2022 r., byli nadal: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. (dysponowali oni w sumie prawie połową mocy zainstalowanych). Z kolei pod względem ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej, z grupy trzech wymienionych wytwórców wyparty został przez PKN Orlen S.A. TAURON Polska Energia S.A. (wytwórcy ci odpowiadali za ponad 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju).

Warto zaznaczyć, że w 2022 r. wytwórcy z grupy PKN Orlen S.A. znacząco umocnili swoją pozycję na rynku wytwarzania energii elektrycznej m.in. w związku z przejściem w swoje struktury wytwórców z grupy kapitałowej PGNiG S.A.

<sup>51)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

<sup>52)</sup> Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2022 r.

**Tabela 8. Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania\***

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI <sup>53)</sup>	
					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

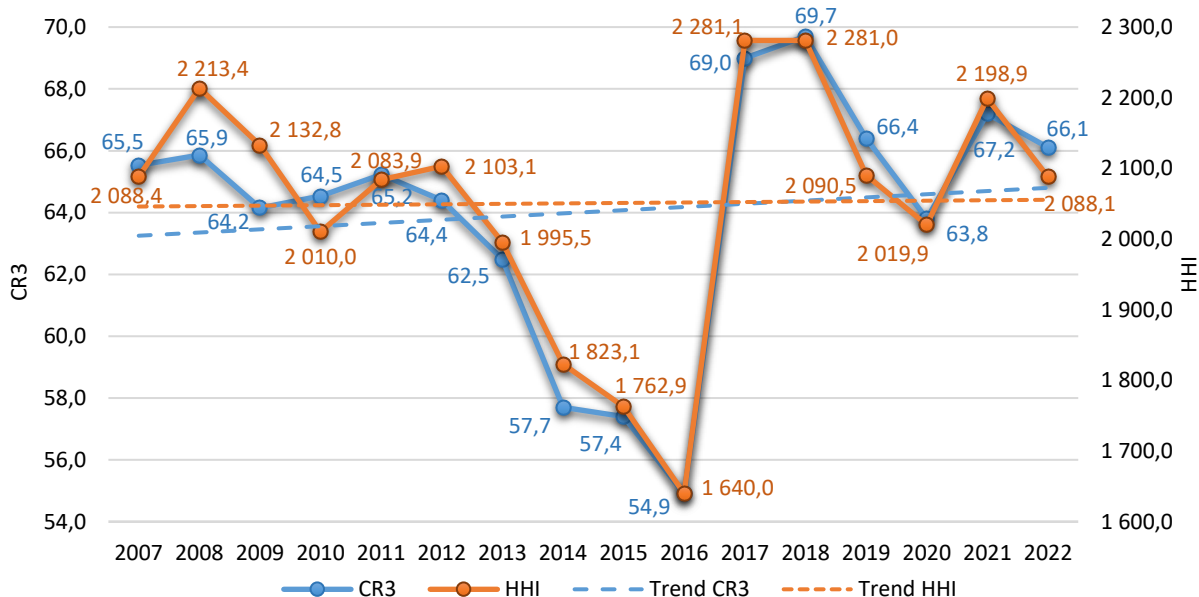
\* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, 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.

<sup>53)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (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 25.** 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.

Odnosząc 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.

### Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form 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 9.** 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 10.** 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.

### Zakup energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2022.

**Tabela 11.** 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 12.** 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 prosument oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

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

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2022 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na

rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

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

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 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 dwustronnych<sup>54)</sup>,
- 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. ceny<sup>55)</sup>.

#### *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.

<sup>54)</sup> W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2021 r. poz. 217 z późn. zm.), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

<sup>55)</sup> 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 13.** Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh]
I	468,35	62,1
II	471,96	55,6
III	566,33	54,7
IV	586,79	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.

**Tabela 14.** Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej poprzez TGE i w ramach NEMO w 2022 r. (od III kw. 2022 r.)

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]
I	460,71	58,1
II	470,26	52,5
III	558,94	51,3
IV	574,16	56,3

Źródło: Dane TGE S.A., EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

**Tabela 15.** Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]
I	579,55	4,0
II	501,04	3,1
III	678,09	3,4
IV	746,01	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 energetyczne<sup>56)</sup>, w poszczególnych kwartałach 2022 r.

<sup>56)</sup> 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.

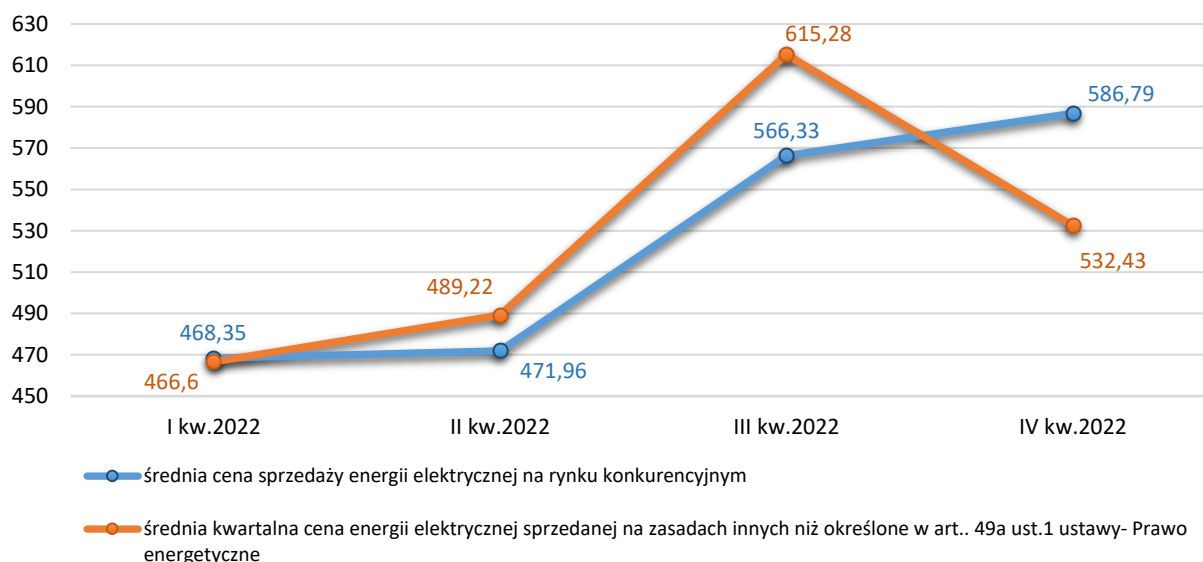
**Tabela 16.** Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne*	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne
	[zł/MWh]	[TWh]
I	466,60	8,44
II	489,22	5,46
III	615,28	4,11
IV	532,43	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.

Ceny kwartalne<sup>57)</sup>, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych<sup>58)</sup> 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 26.** 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 2022 r. [zł/MWh]

Źródło: Opracowanie własne URE.

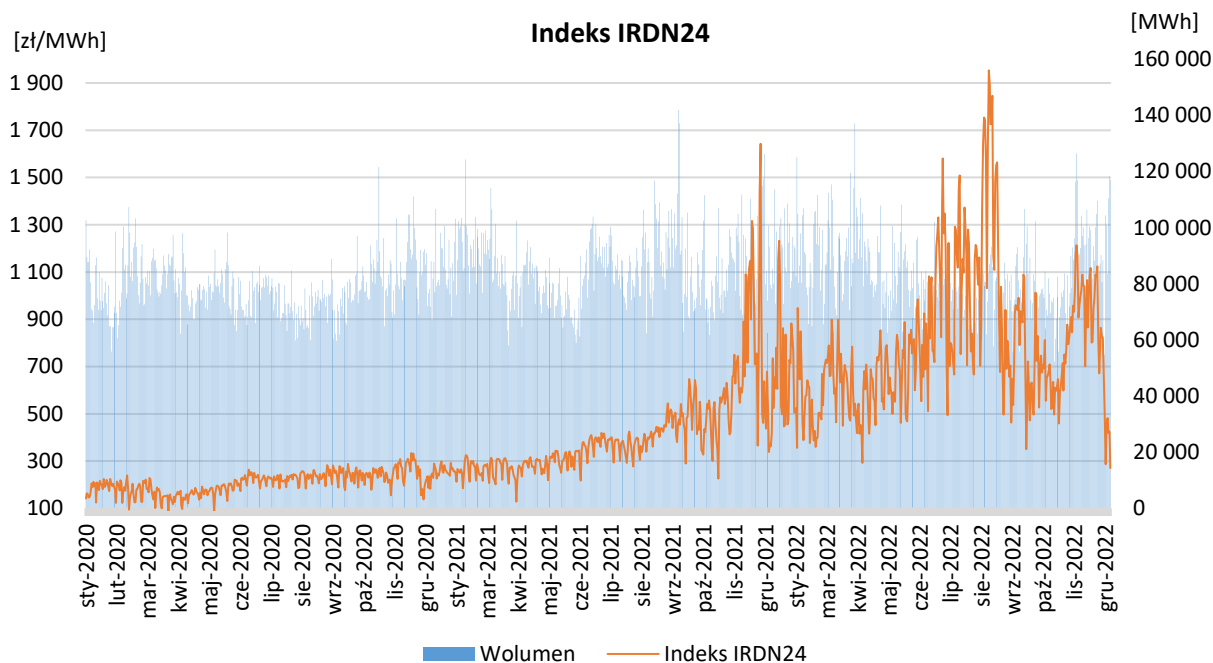
<sup>57)</sup> Informacje o cenach kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7851,Srednia-kwartalna-cena-energii-elektrycznej-sprzedanej-na-zasadach-innych-niz-wy.html>

<sup>58)</sup> 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>

### 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.

**Rysunek 27.** 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 2020–2022



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.

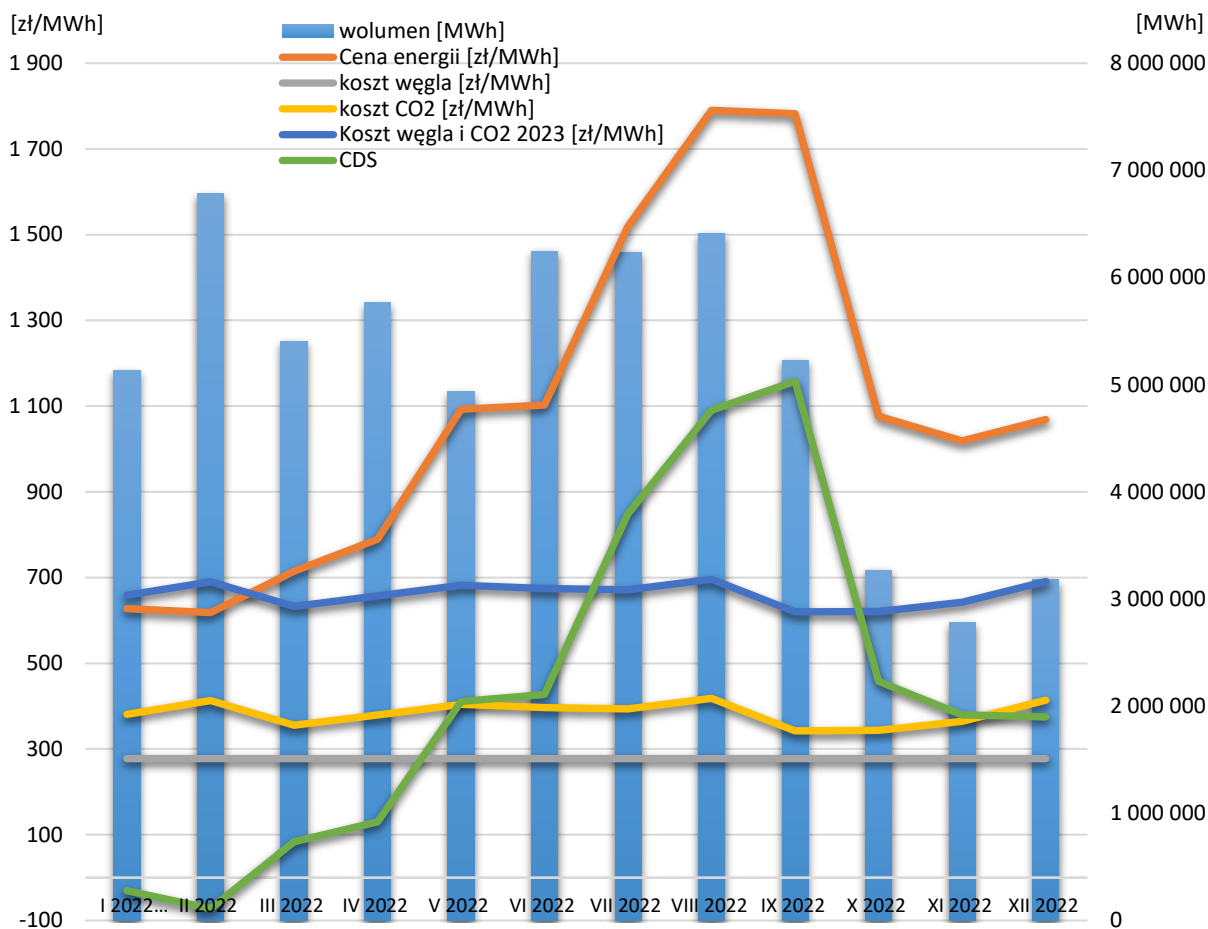
Odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE\_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE\_Y-23 w całym 2022 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.

Prezes URE, w ramach ograniczonych środków, prowadzi również cykliczny monitoring hurtowego rynku energii elektrycznej, w tym pod kątem komponentów mających wpływ na poziom cen energii

elektrycznej, takich jak m.in. ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ceny węgla. W szczególności badaniem Prezesa URE został objęty poziom wskaźnika Clean Dark Spread (CDS)<sup>59)</sup>.

**Rysunek 28.** Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE\_Y-23<sup>60)</sup> notowanego na TGE S.A. w 2022 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

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

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

<sup>59)</sup> CDS =  $C_{EE} - (CP + C_{CO_2})$ , gdzie: CDS – wskaźnik Clean Dark Spread;  $C_{EE}$  – cena energii elektrycznej netto w zł/MWh; CP – cena węgla przeliczona na koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej netto z węgla kamiennego w zł/MWh;  $C_{CO_2}$  – cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przeliczona na koszt emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

<sup>60)</sup> Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2023 r.

### Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku

W ramach wykonywania obowiązków REMIT URE prowadzi rejestrację uczestników polskiego rynku energii, prowadzoną za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (*Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP*<sup>61)</sup>), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2022 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych 817 uczestników rynku z Polski (ok. 5,07 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. wyniósł 9,37 proc.

### Raportowanie danych do ACER

Raportowanie danych do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach<sup>62)</sup> odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)<sup>63)</sup>. Na koniec 2022 r. w Polsce trzy podmioty posiadały status RRM, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A.

### Publikowanie informacji wewnętrznych

Skuteczne wypełnianie obowiązku publikowania przez uczestników rynku informacji wewnętrznych, od 1 stycznia 2021 r. może odbywać się tylko za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych (*Inside Information Platform – IIP*) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*).

Od 1 stycznia 2023 r. uczestnicy hurtowego rynku energii nie mogą już korzystać ze swoich internetowych stron, jako rozwiązania zapasowego do publikowania informacji wewnętrznych. W przypadku sytuacji awaryjnych, uczestnicy rynku muszą korzystać wyłącznie z rozwiązań zapasowych udostępnianych przez daną IIP, w tym takich, jak publikowanie informacji wewnętrznych poprzez inną IIP<sup>64)</sup>.

Uczestnicy hurtowego rynku energii zobowiązani są do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku wybranych IIP, na których publikują wymagane informacje wewnętrzne.

W 2022 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL<sup>65)</sup>, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako *Inside Information Platforms* oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)<sup>66)</sup> w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca platformę w zakresie hurtowego rynku gazu – *Gas Inside Information Platform* (GIIP). Zarówno TGE S.A., jak i OGP Gaz-System S.A., przeszły pozytywnie wszystkie etapy oceny ACER.

<sup>61)</sup> [https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl\\_PL](https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL)

<sup>62)</sup> Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

<sup>63)</sup> *Registered Reporting Mechanism (RRM)* – strony przekazujące informacje, zwane również zarejestrowanymi mechanizmami sprawozdawczymi, to uczestnicy rynku lub podmioty przekazujące informacje w ich imieniu, które spełniają wymogi techniczne i organizacyjne w celu zapewnienia sprawnej, skutecznej i bezpiecznej wymiany informacji i przetwarzania informacji na potrzeby obsługi informacji zgodnie z art. 8 rozporządzenia REMIT i rozporządzeniem wykonawczym (UE) nr 1348/2014.

<sup>64)</sup> Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 31 /Q4 2022), informacja pt. „Disclosure of inside information”; [REMITQuarterly\\_Q4\\_2022\\_1.0.pdf](https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms) (europa.eu).

<sup>65)</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

<sup>66)</sup> Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

### Obowiązki osób zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji

Szczególną rolę w zakresie monitorowania nadużyć wynikających z rozporządzenia REMIT pełnią podmioty zajmujące się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii (PPATs – ang. *Persons professionally arranging transactions*), które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych.

W 2022 r. w Polsce pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii aktywnie zajmowały się trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Podmioty te, na podstawie przepisów rozporządzenia REMIT, zobowiązane są do powiadamiania Prezesa URE, w przypadku posiadania uzasadnionych podstaw aby podejrzewać, że dana transakcja na hurtowym rynku energii może stanowić naruszenie zakazów manipulacji lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. Dodatkowo podmioty te prowadzą okresowe szkolenia dla uczestników rynku w celu aktualizacji wdrożonych zasad monitorowania hurtowego rynku energii ukierunkowanego na wykrywanie i zapobieganie nadużyciom zdefiniowanym w rozporządzeniu REMIT.

W 2022 r. jeden z polskich PPAT zgłosił Prezesowi URE dwa przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

**Tabela 17.** Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Lp.	Stan na koniec 2022 r.	Unia Europejska	Polska
1	Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	16 110	817
2	Registered Reporting Mechanisms (RRM)	104	3
3	Podmioty ubiegające się w ACER o status <i>Inside Information Platforms</i> oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako <i>Inside Information Platforms</i>	21	2
4	PPATs – ang. <i>Persons professionally arranging transactions</i>	Brak zaktualizowanych danych	3

\* Z wyłączeniem Centralnych Platform Przejrzystości (*Central Transparency Platforms*).

Źródło: Strona internetowa ACER – REMIT PORTAL.

### Współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

W 2022 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, w których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii.

Prace były prowadzone w formule spotkań on-line oraz poprzez wymianę informacji w formie elektronicznej.

### Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE<sup>67)</sup>. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail<sup>68)</sup> pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER

<sup>67)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

<sup>68)</sup> REMIT.rejestracja@ure.gov.pl



na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”<sup>69)</sup> poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Powiadomienia o podejrzeniu naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT, uczestnicy hurtowego rynku energii, a także inne podmioty i instytucje, mogą zgłaszać poprzez prowadzoną przez ACER internetową platformę (Notification Platform)<sup>70)</sup>, a także bezpośrednio do Prezesa URE.

### *Postępowania wyjaśniające*

W 2022 r. upoważnieni przez Prezesa URE pracownicy URE przeprowadzili dwa postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzane na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Jedno z postępowań zostało zarządzane na podstawie powiadomienia przekazanego przez jednego z PPATs i zakończyło się zamknięciem postępowania, ponieważ nie znaleziono podstaw do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ani do złożenia zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa.

Drugie postępowanie zostało zarządzane przez Prezesa URE w związku z gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej, szczególnie produktu BASE\_Y-23, obserwowanym od 1 stycznia 2022 r. Postępowanie to zostało zakończone przygotowaniem zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa pod koniec 2022 r. i złożeniem tego zawiadomienia do Prokuratury na początku 2023 r.

W myśl art. 23p ust. 6 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, po zakończeniu postępowania wyjaśniającego, Prezes URE składa zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, wszczyna kontrolę REMIT albo zarządza zamknięcie postępowania wyjaśniającego, które nie stanowi przeszkody do ponownego jego przeprowadzenia o ten sam czyn, chyba że nastąpiło przedawnienie karalności przestępstwa.

Niezależnie od powyższego, w 2022 r. Prezes URE analizował jeszcze sześć spraw dotyczących podejrzenia manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych, zgłoszonych bezpośrednio do Prezesa URE przez polskich uczestników rynku energii i inne polskie podmioty, a także przez polskich PPATs oraz przez podmioty zagraniczne za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (*Notification Platform*). Po dokonaniu szczegółowej analizy Prezes URE uznał, że w dwóch z sześciu ww. spraw nie ma podstaw do wszczęcia kontroli REMIT (art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), ani zarządzenia postępowania wyjaśniającego (art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Analiza pozostałych spraw jest kontynuowana w 2023 r.

W 2022 r. prowadzono 9 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieprzekazywanie Agencji (ACER) danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii<sup>71)</sup> – art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne. Jedno z ww. postępowań w 2022 r. zakończyło się umorzeniem. Osiem postępowań nie zakończono w 2022 r.

### **3.2.2. Rynek detaliczny**

W 2022 r. spośród ponad 17,3 milionów odbiorców na rynku detalicznym (ponad 18,7 mln licząc według punktów poboru energii), ok. 90,7 proc. stanowili odbiorcy, którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym (dane na podstawie badania ankietowego Prezesa URE

<sup>69)</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

<sup>70)</sup> <https://www.acer-remit.eu/np/home>

<sup>71)</sup> Dz. Urz. UE L 363 z 18 grudnia 2014 r., str. 121.

przeprowadzonego wśród 46 OSD). Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi z grupy A i B, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD (tzw. OSDp), objętych obowiązkiem rozdziału (unbundlingu) prawnego, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej oraz 182 przedsiębiorstwa wyznaczone OSD (tzw. OSDn), których sieci nie mają bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową. W przypadku OSDn funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstw pionowo skonsolidowanych wymagany prawem jest rozdział księgowy i rachunkowy oraz obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej – unbundling organizacyjny.

Strona podaźowa detalicznego rynku energii to sprzedawcy energii oferujący towar odbiorcom końcowym. W grupie tej znajduje się 6 sprzedawców funkcjonujących w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale w ramach odrębnych osób prawnych. Druga grupa to sprzedawcy w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2022 r. było ich 183), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

W odniesieniu do odbiorców instytucjonalnych sprzedawcy nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną, natomiast taryfy dla gospodarstw domowych zatwierdzane są na wniosek sprzedawcy z urzędu i wyłącznie w odniesieniu do tych odbiorców, którzy nie decydują się zmienić sprzedawcy (sprzedaż w ramach obowiązku publicznoprawnego). Sprzedawcy z urzędu mogą jednak – poza sprzedażą energii z zastosowaniem cen i stawek określonych w taryfie – przedstawiać wszystkim odbiorcom, w tym wszystkim odbiorcom w gospodarstwach domowych, ofertę rynkową, ze swobodnie ukształtowaną ceną. W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych, przyłączonych do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu, wybór taryfy czy oferty rynkowej zależy od odbiorcy.

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

Nadzwyczajne okoliczności w 2022 r., które spowodowały skokowe wzrosty cen na rynkach hurtowych, nie pozostały bez wpływu na rynek detaliczny. Okazało się przy tym, że zarówno prawo krajowe w zakresie energetyki, jak i wieloletnia polityka Prezesa URE stosowania wysokich wymagań do oceny możliwości finansowych prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, tj. udzielania koncesji na obrót energią wyłącznie przedsiębiorcom posiadającym odpowiedniej wysokości kapitał i stosowanie zabezpieczeń finansowych, uchroniły polski rynek detaliczny energii przed falą bankructw na dużą skalę. Nie mniej ważne okazały się także rozwiązania w zakresie sprzedaży rezerwowej, które uruchamiane były sprawnie, w większości przypadków zapewniły odbiorcom ciągłość dostaw energii.

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

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

**Tabela 18.** Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	18 092 064	47 173 739	23 832 842	505,21
50-2 000 MWh	34 903	30 194 886	16 662 843	551,84
> 2 000 MWh	1 077	31 761 609	17 813 710	560,86
<b>Razem</b>	<b>18 128 044</b>	<b>109 130 234</b>	<b>58 309 396</b>	<b>534,31</b>

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od 6 największych sprzedawców: PGE Obrót S.A., Energa Obrót S.A., ENEA S.A., E.ON Polska S.A., Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2021 r. i 2022 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Warto zauważyć, że zapewne ze względu na napływ uchodźców, w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. znacznemu wzrostowi (o 1,4 proc.) uległa liczba odbiorców zużywających poniżej 50 MWh energii rocznie, w tym gospodarstw domowych, a jednocześnie obniżył się (o 0,032 proc.) wolumen energii sprzedanej w tej grupie odbiorców, czego oczywistą przyczyną jest wzrost ceny z 341,54 zł/MWh w 2021 r. do 505,21 zł/MWh w 2022 r. (tj. wzrost o 47,92 proc.). Wskazać należy także, że w przypadku pozostałych grup odbiorców te wzrosty cen były jeszcze znaczniejsze, a cena średnia dla wszystkich kategorii odbiorców wzrosła aż o 66,54 proc.

**Tabela 19.** Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2021 r.			IV kwartał 2022 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
<b>Ogółem odbiorcy</b>	<b>596,80</b>	<b>354,10</b>	<b>342,70</b>	<b>879,20</b>	<b>600,60</b>	<b>278,60</b>
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	465,80	402,80	63,00	797,02	726,68	70,30
odbiorcy na SN (grupy B)	482,70	329,30	153,40	838,20	620,80	217,39
odbiorcy na nN (grupy C)	786,40	466,50	319,90	1 476,19	1 107,07	369,12
odbiorcy grup G	594,80	325,40	269,30	736,70	442,05	294,65
w tym: gosp. domowe	603,80	330,80	273,00	755,92	453,92	302,00

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Średnia cena energii za IV kwartał 2022 r., porównana z ceną w analogicznym okresie poprzedniego roku, wykazuje wzrost o 69,6 proc., a opłaty dystrybucyjne wzrosły średnio o 14,8 proc. Wzrosty cen energii najsilniej dotknęły odbiorców z grupy taryfowej C (137,3 proc.). Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost cen wyniósł średnio 37,22 proc., pamiętać należy jednak, że ponad 60 proc. tych odbiorców korzysta z cen ustalonych w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE. Ostatecznie, z punktu widzenia odbiorcy, istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. cena energii wraz z usługą dystrybucji). W 2022 r. koszt zaopatrzenia w energię elektryczną wzrósł średnio o 47,32 proc., ponieważ dynamika wzrostu wysokości opłat dystrybucyjnych także była ponadprzeciętnie wysoka (w grupie gospodarstw domowych wzrost wyniósł 10,62 proc., a najwyższy procent był w grupie taryfowej B). Ogółem, w roku sprawozdawczym, cena energii, stawki opłat dystrybucyjnych i łączny koszt zaopatrzenia w energię wzrosły we wszystkich grupach odbiorców, a ich wartość (nominalnie) ukształtowała się na wcześniej nieobserwowanym poziomie.

Dla sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, regulator kontynuował w 2022 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania takiej oferty. W zestawieniu tym, na koniec 2022 r. oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 24 sprzedawców energii elektrycznej, działających aktywnie w tym segmencie, tj. o 11 mniej niż na koniec 2021 r. W omawianym okresie kontynuowane były prace nad koncepcją nowego narzędzia, wychodzącego naprzeciw wyzwaniom, jakie niesie dyrektywa 2019/944 w zakresie wymagań dla porównywarek ofertowych w krajach Unii Europejskiej – jednakże nadal brak jest możliwości uruchomienia takiego narzędzia.

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

### *Zmiana sprzedawcy*

Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2022 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA wyniosła 80 973 195 MWh, tj. 54,89 proc. energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2021 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o 1 123 809 MWh, a udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom wzrósł w tym okresie o 1,21 punktu procentowego (w 2021 r. wynosił on 53,68 proc.). Z uzyskanych danych wynika także, że w 2022 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 3,62 proc. w stosunku do 2021 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 4,29 proc. (ok. pół punktu procentowego mniej niż w roku poprzednim), zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 2,85 proc. (0,6 punktu procentowego więcej niż rok wcześniej).

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE wynika, że na dzień 31 grudnia 2021 r., blisko 60 proc. odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś (ok. 40 proc.) kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

W 2022 r. w Polsce nie oferowano powszechnie możliwości zakupu energii z ceną dynamiczną, a skokowe wzrosty cen nie sprzyjają zainteresowaniu odbiorców tego typu umowami. Kontynuowane były natomiast prace legislacyjne i organizacyjne przygotowujące do wdrażania umów z tzw. ceną dynamiczną.

### *Interwencje*

W 2022 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach związanych z warunkami umów już zawartych oraz rozliczeniami i fakturowaniem. Podobnie jak w 2021 r., odbiorcy pytali o kwestie dotyczące realizacji umów, w tym zasad sprzedaży rezerwowej. Zgłoszenia dotyczyły także problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych oraz przepisaniem umowy. Odbiorcy zgłaszali również nieprawidłowości związane z procesem zawierania umów, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez przedsiębiorstwa energetyczne (sprzedawców) pełnych informacji dotyczących kosztów w momencie składania odbiorcy oferty przed jej zawarciem. W odniesieniu do rozliczeń, odbiorcy zgłaszali problemy z poprawnością rozliczeń, a także terminowym otrzymywaniem faktur.

Liczne były także zapytania dotyczące zasad rozliczeń i stanowienia cen. Szczególnie liczne zgłoszenia prosumentów wskazywały na problemy związane z rozliczaniem (28,7 proc. zgłoszeń prosumentów), warunkami umów (22,9 proc. zgłoszeń), przyłączaniem do sieci, sygnalizowali oni także problem jakości energii (26,1 proc. zgłoszeń).

Zauważalny był natomiast spadek – w porównaniu z latami poprzednimi – liczby zgłoszeń odbiorców dotyczących problemu nieuczciwych praktyk rynkowych związanych ze zmianą sprzedawcy energii

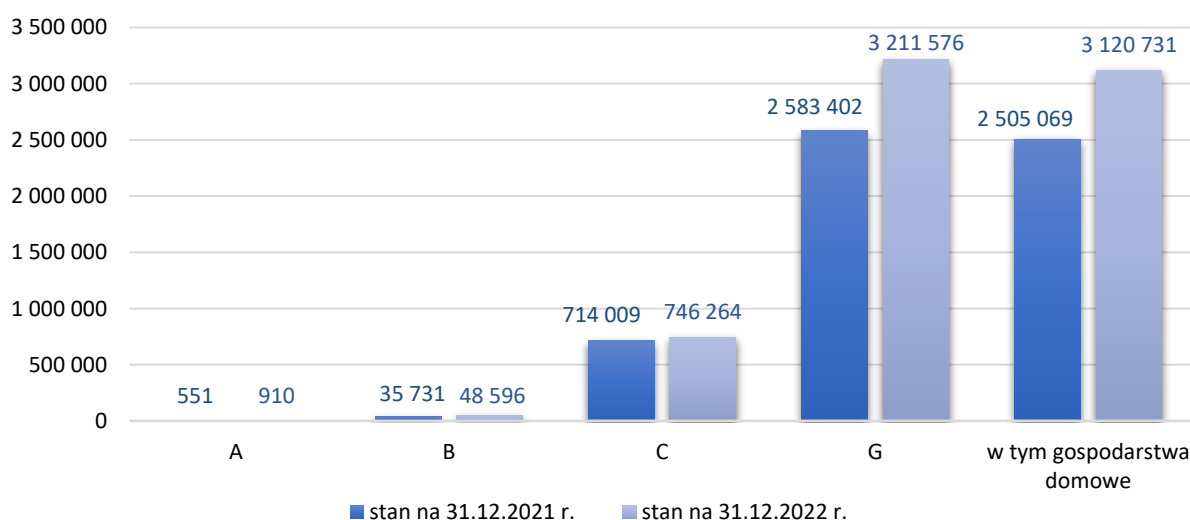
elektrycznej, co może wiązać się z obowiązującym od lipca 2021 r. domniemaniem nieważności umowy zawartej z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa, co oznacza *de facto* zakaz sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door. Skargi na działanie podejmowane przez sprzedawców, noszące znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz stosowanie nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji, Prezes URE przekazywał Prezesowi UOKiK, zgodnie z właściwością.

W związku z gwałtownym wzrostem cen na rynku hurtowym energii, w obszarze rynku detalicznego pojawiło się niepokojące, choć na szczęście niepowszechne, zjawisko unikania wypełniania przez tzw. sprzedawców z urzędu ciężącego na nich obowiązku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych po cenie wynikającej z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Konieczne okazało się więc doprecyzowanie w przepisach zadań sprzedawców wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w tym zakresie, a także, ze względu na nadzwyczaj trudną ogólną sytuację gospodarczą i sytuację w sektorze energetycznym, uzupełnienie obowiązujących regulacji o wskazanie podmiotu, który zobowiązany byłby do kontynuowania działalności w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (np. wskutek upadłości tego przedsiębiorstwa). Prezes URE interweniował w indywidualnych przypadkach, a także kontynuował w 2022 r. cykliczne badanie funkcjonowania sprzedaży rezerwowej. Zakresem badania zostały objęte informacje o: sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD oraz o odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową. Wyniki tego badania są wykorzystywane w bieżących pracach URE, m.in. w zakresie prac koncepcyjnych nad nowym modelem sprzedaży rezerwowej.

### Inteligentne opomiarowanie

W 2022 r. OSD kontynuowali prace zmierzające do pełnego wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców końcowych, a wykorzystanie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce systematycznie wzrasta. Liczba układów pomiarowych typu smart (rozumianych jako systemy pomiarowe, umożliwiające automatyczne zbieranie, przechowywanie i transfer szczegółowych danych o zużyciu energii elektrycznej) w poszczególnych grupach taryfowych przedstawiała się jak poniżej.

**Rysunek 29.** Liczba liczników inteligentnych (według grup taryfowych) – porównanie



Źródło: URE na podstawie badania ankietowego.

Łącznie we wszystkich grupach odbiorców odsetek inteligentnych układów pomiarowych w stosunku do ogólnej liczby tych urządzeń wyniósł na koniec 2022 r. 21 proc. Dalszy intensywny rozwój systemów inteligentnego opomiarowania, zmierzający do wdrożenia tych rozwiązań u 80 proc. odbiorców do 2028 r., przewidziany jest w rządowym dokumencie strategicznym dotyczącym polityki energetycznej Polski i w ustawie – Prawo energetyczne.

### *Wstrzymanie dostaw energii*

Jak wynika z danych pozyskanych w ramach monitoringu, w 2022 r. wstrzymano dostawy do 200 865 odbiorców energii elektrycznej (co stanowi 1,1 proc. ogólnej liczby odbiorców), w tym do 139 237 odbiorców w gospodarstwach domowych. Najczęstszą przyczyną wstrzymania dostaw było zwlekanie z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności (oraz po pisemnym powiadomieniu odbiorcy energii o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej i wyznaczeniu dodatkowego 14-dniowego terminu na uregulowanie zaległych i bieżących należności). Zaległości płatnicze były przyczyną 96,06 proc. przypadków wstrzymania dostaw do odbiorców w grupie gospodarstw domowych i 96,03 proc. tych przypadków w grupie odbiorców instytucjonalnych. Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. przepisami, przedsiębiorstwo energetyczne, którego odbiorca (wyłącznie gospodarstwa domowe) zalega z płatnością za usługi, przed wstrzymaniem dostaw informuje o dostępnych rozwiązaniach alternatywnych, takich jak przedpłaty, audyt energetyczny, usługi doradcze w zakresie energii elektrycznej czy zarządzania długiem. Podsumowanie zakresu i sposobu realizacji tego obowiązku przez sprzedawców, opublikowane zostanie po pierwszy pełnym roku stosowania tych przepisów.

Dodać należy, że procedura wstrzymania dostaw energii elektrycznej do odbiorców w gospodarstwach domowych, zalegających z zapłatą należności za pobraną energię elektryczną i świadczone usługi, liczona w dniach roboczych od momentu przekazania odbiorcy przez sprzedawcę informacji o zaleganiu w płatności do momentu wstrzymania dostaw przez OSD wyniosła w 2022 r. średnio 18 dni.

### *Liczniki przedpłatowe*

Przedsiębiorstwo energetyczne może, zgodnie z obowiązującym prawem, zainstalować u odbiorcy końcowego mającego trudności w terminowym płaceniu rachunków tzw. licznik przedpłatowy. W 2022 r. w polskim systemie elektroenergetycznym z liczników przedpłatowych korzystało 179 935 odbiorców w gospodarstwach domowych i 1 921 odbiorców w grupie taryfowej C.

### *Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców*

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

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

- wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności,
- sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego albo odczyt dokonany i zgłoszony przez odbiorcę,

- sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje,
- dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

### *Wsparcie odbiorcy wrażliwego*

W Polsce system ochrony odbiorcy wrażliwego wiąże się z systemem opieki społecznej. Wsparcie finansowe odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. W oparciu o szacunki Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dodatek energetyczny w 2022 r. wypłacono nie więcej niż 18 100 odbiorcom uprawnionym, w porównaniu do 71 900 takich odbiorców w 2021 r.

Tak niski poziom wykorzystania dodatków energetycznych w 2022 r. związany był z wejściem w życie przepisów ustawy z 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym, która w art. 15 wstrzymała rozpatrywanie wniosków o dodatek energetyczny w okresie od 4 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. Wobec tego, z dodatku energetycznego w 2022 r. skorzystać mogły jedynie osoby, które złożyły wniosek o jego wypłatę przed 4 stycznia 2022 r. W 2022 r. dodatek osłonowy zastąpił dodatek energetyczny i w sposób kompleksowy zabezpieczył gospodarstwa domowe o niskich i średnich dochodach, w tym odbiorców wrażliwych, przed rosnącymi kosztami energii elektrycznej i gazu, rosnącymi kosztami ogrzewania oraz wzrostem cen podstawowych produktów konsumpcyjnych.

W 2022 r. z dodatku osłonowego skorzystało 4 mln gospodarstw domowych, a całkowita kwota wsparcia wyniosła ok. 2.5 mld zł. W 2021 r. poszerzony został zakres ochrony odbiorców wrażliwych, którzy otrzymali prawo złożenia sprzedawcy energii wniosku o zastosowanie programu wsparcia wobec zaległych i bieżących należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi. Działania sprzedawców, zmierzające do zapobiegania wstrzymaniu dostaw do tego typu odbiorców (np. poprzez odroczenie spłaty zadłużenia, umorzenie części zadłużenia) są prowadzone w ramach działalności CSR.

### **3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów**

#### *Rozstrzyganie sporów*

Prezes URE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzyga, na wiosek strony, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>7</sup> pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany w umowie, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej. Jest to jeden z wyjątków dający Prezesowi URE prerogatywę do wkraczania w sferę stosunków cywilnoprawnych między podmiotami.

Przy Prezesie URE działa również Koordynator do spraw negocjacji. Do zadań Koordynatora należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

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

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

#### *Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców*

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości związane m.in. z procesem zawierania umów. W tym celu, oraz mając na uwadze oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE podjął współpracę z Prezesem UOKiK, przekazując pisma odbiorców, dotyczące m.in. wyżej wymienionej tematyki.

W ramach współpracy z Prezesem UOKiK, Prezes URE sygnalizował również swoje wątpliwości dotyczące praktyk kilku sprzedawców energii elektrycznej, polegających na ustalaniu wysokich stawek opłaty handlowej, o charakterze opłaty stałej, tj. niezależnej od zużycia energii, której wysokość stanowić może duże obciążenie dla odbiorców. W przypadku odbiorców zużywających nieznaczne ilości energii, wysoki udział opłaty stałej powoduje, że nawet znaczne zmniejszenie zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę, nie przynosi mu oszczędności.

Ponadto Prezes URE podejmuje także działania o charakterze zaradczym, prowadzące do zapobiegania pojawiania się podobnych problemów w przyszłości poprzez m.in. podnoszenie świadomości odbiorców – w tym zakresie główną rolę odgrywa funkcjonujący w URE Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, do którego kompetencji należy wspieranie odbiorców, głównie poprzez udzielanie telefonicznych oraz pisemnych informacji na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W 2022 r. Prezes URE podejmował również działania o charakterze informacyjnym, skierowane do odbiorców w gospodarstwie domowym. W ramach tych działań opublikował na stronie internetowej URE informacje dotyczące istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców. Były to w szczególności informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną.

Przepisy szeroko rozumianego prawa energetycznego rzadko różnicują odbiorców paliw i energii, wyodrębniając z nich odbiorców w gospodarstwie domowym. Istotne rozróżnienie w tym zakresie funkcjonuje w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących wstrzymania dostaw paliw i energii (art. 6b ust. 1 i nast. ustawy – Prawo energetyczne).

Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym była realizowana m.in. poprzez udzielanie odbiorcom zagrożonym wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej informacji odnośnie ich uprawnień wynikających z ustawy – Prawo energetyczne. Wskazane wyjaśnienia były udzielane zarówno w pisemnych postępowaniach skargowych, jak również na spotkaniach z odbiorcami oraz telefonicznie. Podejmowano też doraźne interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na



celu ustalenie stanu faktycznego, polubowne załatwienie sprawy, wyegzekwowanie od przedsiębiorstw przestrzegania obowiązujących procedur przed wstrzymaniem dostarczania paliw i energii lub też mające na celu zbliżenie stanowisk stron, celem uniknięcia wstrzymania lub doprowadzenia do szybkiego podjęcia dostaw. W sytuacjach, w których dochodziło do wstrzymania dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej, prowadzone były postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw i energii.

#### *Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców*

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

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

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

#### *Rozpatrywanie skarg*

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych są rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne URE. Wachlarz zagadnień poruszanych przez odbiorców w 2022 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły m.in. takich obszarów jak:

- przyłączenie do sieci: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów o przyłączenie do sieci,
- opomiarowanie: odbiorcy zgłaszali problemy z działaniem układów pomiarowych, co bezpośrednio wpływało na rozliczenia i faktury,
- jakość dostaw: odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie parametrów jakościowych, wiele z tych skarg wpłynęło od prosumentów, którzy skarżyli się na problemy z działaniem fotowoltaiki, po analizie skarg należy wskazać, że większość problemów wynikała ze złych ustawień inwertera lub zakłóceń wprowadzonych przez samych odbiorców,
- nieuczciwe praktyki handlowe: odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, zgłoszenia te głównie dotyczyły wprowadzania w błąd podczas zawierania umów. Jednocześnie zaobserwowano spadek skarg wpływających w 2022 r. w tym zakresie, miały na to wpływ wprowadzony w lipcu 2021 r. ustawowy zakaz zawierania umów sprzedaży energii i gazu z obiorcami w gospodarstwach domowych poza lokalem przedsiębiorstwa. Zakaz door-to-door

- oznacza, że przedsiębiorstwa energetyczne nie mogą już zawierać umów np. podczas wizyty przedstawiciela w domu odbiorcy,
- umowy i sprzedaż: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów, ich zmian oraz problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych. Odbiorcy zgłaszali także nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta (sprzedawców) momencie składania konsumentowi oferty pełnych informacji na temat związanych z nią kosztów oraz dodatkowych usług, które zawiera przedmiotowa umowa,
  - rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji wznowienia dostaw po przerwie oraz opłaty za wznowienie dostaw,
  - wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności: w tej kategorii odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie przez przedsiębiorstwa procedury wstrzymania dostaw, w szczególności brak powiadomienia odbiorcy w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostaw,
  - wystawianie faktury/rachunki i windykacja: skargi w tej kategorii dotyczyły poprawności rozliczeń oraz podstaw do korygowania faktur,
  - cena/taryfa: odbiorcy zgłaszali skargi na złą kwalifikacją do grupy taryfowej oraz skarżyli się na wysokość cen i stawek opłat za media,
  - rekompensaty: odbiorcy prosili o pomoc w uzyskaniu odszkodowań od przedsiębiorstw energetycznych,
  - zmiana sprzedawcy: odbiorcy skarżyli się na problemy z wejściem w życie nowej umowy po zmianie sprzedawcy, terminowością rozliczeń ze starym sprzedawcą,
  - obsługa klienta: w tej kategorii skargi dotyczyły najczęściej terminowości odpowiedzi na reklamacje, problemów z nawiązaniem kontaktu telefonicznego z przedsiębiorstwem energetycznym (skargi zgłaszane telefonicznie),
  - mikrogeneracja/prosumpcja: zgłoszenia prosumentów dotyczyły problemów z przyłączeniem do sieci, zawieraniem umowy i rozliczeniem. Odbiorcy posiadający mikroinstalację zgłaszali także problemy z parametrami energii elektrycznej.

**Tabela 20.** Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych

Rodzaj skargi	Energia elektryczna	Gaz
Przyłączenie do sieci	429	303
Opomiarowanie	266	65
Jakość dostaw	609	20
Nieuczciwe praktyki handlowe	40	7
Umowy i sprzedaż	924	222
Rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie	65	14
Wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności	95	28
Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	1 214	466
Cena/taryfa	484	539
Rekompensaty	54	14
Zmiana sprzedawcy	86	14
Obsługa klienta	356	173
Mikrogeneracja/prosumpcja	1 057	0
inne	84	9

*Źródło: opracowanie własne URE.*

### *Przeszkody i ograniczenia w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i obywatelskich społeczności energetycznych*

Najbardziej istotnym obszarem rynku energii w którym występuje autokonsumpcja energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, jest energetyka prosumencka<sup>72)</sup>. Na przestrzeni lat 2018-2022 odnotowano wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji prosumenckich z 0,35 GW do ponad 9,3 GW, natomiast liczba prosumentów wzrosła w tym okresie z 51 tys. do ponad 1 213 tys.<sup>73)</sup> W 2022 r. nastąpiła istotna zmiana sposobu rozliczania energii elektrycznej wytworzonej przez prosumentów. Dotychczas energia elektryczna wyprodukowana z instalacji fotowoltaicznej rozliczana była poprzez jej tzw. zbilansowanie z energią elektryczną zużyta w okresie rozliczeniowym (tzw. net-metering) a nadwyżka wytworzonej energii mogła być rozliczana w ciągu 12 miesięcy. W systemie net-metering sieć elektroenergetyczna pełniła rolę swoistego magazynu energii. Prosumenci, którzy zgłosili przyłączenie mikroinstalacji po 31 marca 2022 r., rozliczali się na starych zasadach jeszcze przez okres przejściowy 3 miesięcy. Od 1 lipca 2022 r. prosumentów tych obowiązuje nowy system, tzw. net-billing, polegający na rozliczaniu nadwyżek energii wprowadzanej do sieci według średniej ceny rynkowej energii z poprzedniego miesiąca kalendarzowego, a od 1 lipca 2024 r. z zastosowaniem taryf dynamicznych, czyli cen godzinowych. Istotną cechą nowego systemu rozliczeń stosowanego w energetyce prosumenckiej jest zwiększenie roli autokonsumpcji wytworzonej energii elektrycznej.

Efektom obserwowanego w ostatnich latach gwałtownego rozwoju energetyki prosumenckiej, jest wystąpienie szeregu zjawisk wywołanych trudnościami w obszarze integracji mocy mikroinstalacji w krajowym systemie elektroenergetycznym. Obecna sytuacja spowodowana jest niedostateczną symetrią w ocenie potencjału rozwoju instalacji prosumenckich, względem rozwiązań wprowadzanych do krajowego porządku prawnego, co w konsekwencji zrodziło potrzebę zmiany przepisów dotyczących energetyki prosumenckiej, modyfikujących istotnie charakter tego instrumentu. U podłoża tego zagadnienia leży kwestia możliwości zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz poprawa funkcjonalności w zakresie sterowania, zarządzania siecią, a także automatyzacji procesów związanych z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznych.

Inną formą organizacyjną umożliwiającą wykorzystywanie wytworzonej energii elektrycznej na własne potrzeby, przewidzianą przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii, jest spółdzielnia energetyczna. Chociaż definicję spółdzielni energetycznej wprowadzono w ustawie OZE już w 2016 r., a przepisy obecnie regulujące funkcjonowanie spółdzielni energetycznych zostały wprowadzone w 2019 r., to dotychczas zarejestrowano jedynie czternaście spółdzielni. Z ich doświadczenia wynika, że głównym wyzwaniem jest samo utworzenie spółdzielni i związane z tym obowiązki, takie jak:

- ustalenie pierwszego składu i mocy wytwórczych spółdzielni tak, aby spełnić wymogi ustawowe rejestracji oraz zbilansować produkcję i zużycie energii,
- wypracowanie i przyjęcie zasad obrotu energią w ramach spółdzielni (regulamin),
- ustalenie planu rozwoju, w tym polityki i zasad przyjmowania nowych członków,
- wynegocjowanie umowy między spółdzielnią a OSD,
- opracowanie i realizacja planu inwestycyjnego,
- zarządzanie spółdzielnią.

Przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii zawierają również definicję klastra energii, rozumianego jako cywilnoprawne porozumienie, obejmujące podmioty o różnym statusie prawnym i organizacyjnym, takie jak: osoby fizyczne, osoby prawne, uczelnie wyższe, instytuty naukowe i badawcze, jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, na

<sup>72)</sup> Prosument – odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji (instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW), pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.

<sup>73)</sup> Na dzień sporządzenia niniejszego Raportu liczba prosumentów szacowana jest na ponad 1,3 mln.

ograniczonym obszarze działania. Tego rodzaju sposób współdziałania w obszarze energetyki rozproszonej znajduje coraz większe uznanie, przyczyniając się do jej rozwoju na poziomie lokalnym.

Obecnie dobiegają końca prace nad wprowadzeniem do krajowego systemu prawnego instytucji obywatelskiej społeczności energetycznej oraz odbiorcy aktywnego, a także zmodyfikowanych modeli funkcjonowania spółdzielni energetycznych oraz klastrów energii.

Rozwój energetyki rozproszonej, w tym prosumenckiej, całkowicie zmienia charakter sektora dystrybucji. Dotychczasowa działalność operatorów systemów dystrybucyjnych była skoncentrowana głównie na zapewnieniu niezawodności dostaw energii czyli przede wszystkim na aspektach technicznych. Prawo unijne stwarza jednak nowe otoczenie regulacyjne, które pozycjonuje OSD w roli animatora rynku i to od ich sprawności w dużej mierze zależeć będzie jego dalsze funkcjonowanie. Dotyczy to również nowych inicjatyw, takich jak obywatelskie społeczności energetyczne czy agregatorzy oferujący usługi polegające na redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Spółki dystrybucyjne powinny wspierać rozwój wszelkich form wspólnot, społeczności i klastrów, gdyż tylko dobrze zarządzana energetyka obywatelska będzie mogła stanowić wsparcie dla krajowego systemu elektroenergetycznego.

To niewątpliwie duże wyzwanie dla sektora – zarówno pod względem technicznym, inwestycyjnym, jak i organizacyjnym. Dlatego konieczne jest stworzenie rozwiązań systemowych, które zapewnią, że przyłączanie źródeł do sieci i wprowadzanie energii nie będzie ograniczone barierami technicznymi czy handlowymi. Integracja rynku powinna uwzględniać wytwórców energii odnawialnej, dostawców nowych usług energetycznych, magazynowanie energii i jej elastyczny odbiór. Coraz większą rolę odgrywać też będą usługi elastyczności, które zaprojektowane we właściwy sposób pozwolą zarówno konsumentom, jak i nowym uczestnikom rynku w tym fleksumentom (wytwórcom świadczącym usługi elastyczności dla sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem np. magazynów energii) udział w transformacji energetycznej.

Podsumowując należy wskazać, że identyfikacja oraz analiza barier rozwoju energetyki rozproszonej, obejmującej zarówno sektor prosumencki, jak i klastry oraz spółdzielnie energetyczne, pozwala na rozróżnienie czterech głównych obszarów w których znajdują się te bariery, tj.:

1) ekonomiczno-finansowy, gdzie można dostrzec następujące bariery:

- monopolistyczna pozycja właścicieli sieci energetycznych oraz brak regulacji nakładających obowiązków OSD do współpracy w zakresie tworzenia wspólnot energetycznych;
- wysoki koszt stabilizacji systemu elektroenergetycznego zawierającego instalacje OZE, spowodowany brakiem regulacji wspierających rozwiązania bilansowania lokalnego,

2) legislacyjno-regulacyjny, gdzie można dostrzec następujące bariery:

- nie w pełni wdrożone regulacje prawne dotyczące energetyki rozproszonej, a obowiązujące regulacje prawne nieodpowiadające w pełni na potrzeby interesariuszy lub budzące wątpliwości interpretacyjne;
- skomplikowane i długotrwałe procedury związane z przygotowaniem i realizacją procesu inwestycyjnego w branży OZE;
- długotrwały brak przepisów wykonawczych regulujących funkcjonowanie i zasady rozliczania spółdzielni energetycznych;
- brak regulacji wystarczająco motywujących do transformacji energetycznej opartej na szeroko rozumianej energetyce obywatelskiej oraz wprowadzenie takich regulacji, które nie mają przełożenia na rzeczywiste modele biznesowe;
- niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej,

3) społeczno-kulturowy, gdzie można dostrzec następujące bariery:

- brak powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie gospodarowania energią i nowoczesnych rozwiązań technicznych;
- ograniczony lokalny kapitał organizacyjny (m.in. niedostateczna specjalistyczna wiedza temat energetyki rozproszonej na poziomie jednostek samorządu terytorialnego, braki kadrowe);
- nieznanie korzyści technicznych i ekonomicznych wynikających z zastosowania instalacji OZE czy działań kolektywnych w zakresie zarządzania energią,

- 4) techniczno-technologiczny gdzie można dostrzec następujące bariery:
- niezadowalający stan techniczny infrastruktury energetycznej (w szczególności sieci dystrybucyjnych), wymagający znacznych nakładów na modernizację;
  - niedostateczny poziom monitoringu stanu i pracy sieci elektroenergetycznych, brak możliwości bilansowania energii w czasie rzeczywistym, zbyt długi interwał agregacji danych;
  - niewystarczający poziom sterowalności sieci, niski poziom rozwiązań podnoszących elastyczność sieci (m.in. rozwiązania typu *smart grid*), w tym układów zwiększających możliwość przyłączania nowych źródeł i poprawiających jakość dostaw energii.
- Bariery te w pierwszej kolejności powinny być niwelowane w procesie tworzenia regulacji prawnych mających na celu promocję wykorzystywania energii elektrycznej, wytwarzanej przez jej konsumentów.

## 4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

### 4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

#### 4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG

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

Warunkiem zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia taryfowego gazowego.

W postępowaniach administracyjnych o zatwierdzenie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat zapewniając jednocześnie, aby nie występowało subsydiowanie skrośne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Podstawą oceny kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf są dane zawarte w sprawozdaniach finansowych. Ze względu na strukturę polskiego sektora gazu analizy porównawcze są wykorzystywane w ograniczonym zakresie.

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

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

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczenia tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia.

Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci dystrybucyjnych (wysokich, podwyższonych, średnich i niskich, i ciśnień uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach

zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie  $\frac{1}{4}$  średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą:

- OGP Gaz-System S.A. – operator systemu przesyłowego i operator systemu regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
- EuRoPol Gaz S.A. – właściciel gazociągu tranzytowego,
- PSG Sp. z o.o. – operator systemu dystrybucyjnego,
- Gas Storage Poland Sp. z o.o. – operator systemu magazynowania.

### Taryfa OGP Gaz-System S.A.

W 2022 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 15, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 2 czerwca 2021 r. na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.<sup>74)</sup>

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 (2021/22) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia NC CAM coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Decyzją z 11 maja 2022 r.<sup>75)</sup> została zatwierdzona zmiana taryfy nr 15 polegająca 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 Głównego Urzędu Statystycznego 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.<sup>76)</sup> została zatwierdzona kolejna zmiana taryfy nr 15 polegająca 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 CO<sub>2</sub> 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.

W kalkulacji taryfy nr 15 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.*, stanowiącą załącznik do tej decyzji<sup>77)</sup> oraz *Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 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 dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*<sup>78)</sup>, wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

<sup>74)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2440, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

<sup>75)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 40/2557, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

<sup>76)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 66/2583, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

<sup>77)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32/1226, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html>

<sup>78)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Konsultacje-Prezesa-URE-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowych-taryf-ga.html>

Jednocześnie, na podstawie przepisów rozdziału IV rozporządzenia NC TAR w toku postępowania administracyjnego dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego na 31 grudnia 2020 r. na kwotę 184 945 tys. zł. Na kwotę tę składała się nadwyżka przychodu regulowanego w kwocie 64 644 tys. zł osiągnięta przez Operatora w 2020 r. oraz nierozliczone saldo konta regulacyjnego ustalone na dzień 31 grudnia 2019 r. w wysokości 120 301 tys. zł, o którym była mowa w decyzji z 5 czerwca 2020 r. zatwierdzającej taryfę na 2021 r. Wartość nadwyżki dla 2020 r. wynika z różnicy pomiędzy planowaną wartością przychodu dozwolonego dla 2020 r., będącego podstawą kalkulacji taryfy na ten rok, a faktycznie osiągniętym przychodem z działalności regulowanej, wynikającym ze sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa za 2020 r. Dodatnia wartość tej różnicy oznacza nadmierny poziom odzyskanych przychodów przez Przedsiębiorstwo.

W kalkulacji taryfy nr 15 (na 2022 r.) tj. przy ustalaniu przychodów pokrywających koszty uzasadnione dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych przychód regulowany nie został pomniejszony o saldo konta regulacyjnego ustalone na 31 grudnia 2020 r. 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 Operatora 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. Uzasadnieniem takiego podejścia było ograniczenie nadmiernego wzrostu stawek opłat w kolejnych latach, który będzie związany z oddawaniem do eksploatacji inwestycji w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego.

Decyzją z 3 czerwca 2022 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla przesyłania paliw gazowych nr 16* na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.<sup>79)</sup> 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<sup>80)</sup> oraz *Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 11/2022 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 dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.*<sup>81)</sup>

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<sup>82)</sup>, zgodnie z postanowieniami powyższej informacji nr 11/2022, będą obliczane poprzez pomnożenie cen

<sup>79)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 54/2571, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

<sup>80)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2556, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4193,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2022-r.html>

<sup>81)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynnikow-3/9723,Rynek-gazu-konsultacje-dotyczace-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-d.html>

<sup>82)</sup> Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia 715/2009, zdolność oznacza maksymalny przepływ – wyrażony w normalnych metrach sześciennych na jednostkę czasu lub w jednostkach energii na jednostkę czasu – do którego użytkownik sieci jest uprawniony zgodnie z postanowieniami umowy przesyłowej.

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).

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 zamontowanych 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.

Decyzją z 15 grudnia 2022 r.<sup>83)</sup> została zatwierdzona zmiana taryfy nr 16 polegająca 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.

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

W 2022 r. Prezes URE prowadził dwa postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwo energetyczne – PSG Sp. z o.o, tj. największego w skali kraju operatora świadczącego usługi w zakresie dystrybucji paliw gazowych.

Decyzją z 17 sierpnia 2022 r. Prezesa URE zatwierdził zmianę taryfy nr 10. Zmiana taryfy 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 skutkowałą wzrostem średniej opłaty za usługi w zakresie dystrybucji o ok. 21 proc.

Znamienne jest, 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.

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

W 2022 r. do rozliczeń z podmiotami zamawiającymi usługi magazynowania paliw gazowych zastosowanie miały:

- *Zmiana nr 3 Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2021* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 109 (2510),
- *Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2022* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 20 maja 2022 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 49 (2566),
- *Zmiana nr 1 taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2022* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 22 lipca 2022 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 71(2588),
- *Zmiana nr 2 taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2022* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 12 września 2022 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 89 (2606).

---

<sup>83)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 131/2648, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

Wprowadzenie *Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2022* spowodowało wzrost średniej stawki opłat dla usług oferowanych na warunkach ciągłych o 7,57 proc. i wzrost średniej stawki opłat za usługi oferowane na zasadach przerywanych o 0,81 proc. W taryfie nr 1/2022 łączna pojemność instalacji magazynowych, w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji taryfy 1/2021 zwiększyła się w związku z rozbudową KPMG Kosakowo o 60,3 mln m<sup>3</sup>, tj. do 3 230,62 mln m<sup>3</sup>. 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.

Pierwsza zmiana taryfy za usługi magazynowania związana była ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i 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.

Przyczyną kolejnej zmiany taryfy 1/2022 (zatwierdzonej we wrześniu 2022 r.) był wzrost kosztów zakupu gazu na potrzeby własne Gas Storage Poland Sp. z o.o. oraz implementacja zmienionych przepisów dotyczących utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu, polegająca na wydłużeniu z 40 do 50 dnia maksymalnego czasu dostarczenia zapasów gazu z instalacji magazynowych do systemu gazowego. Operator Systemu Magazynowania 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 dot. utrzymywania zapasów obowiązkowych było neutralne kosztowo dla użytkowników natomiast, jednak ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 2,37 proc.

Decyzją Prezesa URE z 4 stycznia 2023 r. została zatwierdzona Zmiana nr 3 taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2022. Uzasadnieniem zmiany był wzrost kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i wyjściu z instalacji magazynowych, wynikający z zatwierdzenia 15 grudnia 202 r. zmiany taryfy OGP Gaz-System S.A., obowiązującej w 2023 r. Zmiana taryfy weszła w życie 20 stycznia 2023 r. Średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 5,91 proc.

### OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla usług regazyfikacji LNG

Od 1 stycznia 2022 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Operatora<sup>84)</sup> Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 7, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r. na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.<sup>85)</sup>

Decyzją z 16 grudnia 2022 r.<sup>86)</sup> Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 8* na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.

Zatwierdzenie taryfy nr 8 skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji 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 CO<sub>2</sub>.

<sup>84)</sup> Z dniem 31 marca 2021 r. nastąpiło połączenie 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 handlowych, przy czym OGP Gaz-System S.A. był spółką przejmującą, a Polskie LNG S.A. spółką przejmowaną. Do tego czasu taryfa była kalkulowana przez Polskie LNG S.A. (w 100 proc. spółkę zależną OGP Gaz-System S.A.).

<sup>85)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 110/2511, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

<sup>86)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 135/2652, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

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 Przedsiębiorstwa 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 Usługą Regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z Terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

### **OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa na 2023 r.**

W 2022 r. taryfę dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa [Gazociąg Jamalski] po raz pierwszy opracowało i przedłożyło do zatwierdzenia Prezesowi URE przedsiębiorstwo energetyczne, wyznaczone operatorem systemu przesyłowego na tym gazociągu, tj. OGP Gaz-System S.A. Wcześniej czynności te wykonywało przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa, tj. SGT EuRoPol GAZ S.A.

Decyzją z 29 sierpnia 2022 r. Prezes URE ustalił treść Umowy o powierzeniu obowiązków operatora systemu przesyłowego na ww. gazociągu pomiędzy Właścicielem SGT i OGP Gaz-System S.A. Zgodnie z art. 9h ust. 3g ustawy – Prawo energetyczne umowa ta wiąże Właściciela SGT i Operatora SGT od 1 stycznia 2023 r. do końca okresu obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System S.A. Operatorem na ww. Gazociągu. Natomiast art. 47 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że operator systemu przesyłowego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej niebędącej jego własnością dokonuje ustalenia taryf dla paliw gazowych dla tej sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz zaproponowania okresu ich obowiązywania. Operator przedkłada Prezesowi URE taryfy dla tej sieci oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie 9 miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE.

Taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa na 2023 r. została opracowana w oparciu o Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. i uwzględnia ustalenia w zakresie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów wynikające z Komunikatu Prezesa URE nr 11/2022 w tym zakresie. Poziom mnożników do usług krótkoterminowych i rabatów stosowanych w przypadku przerwania usługi przerywanej nie uległ zmianie w stosunku do taryfy na 2022 r.

Zgodnie z ww. metodą, do kalkulacji taryfy przyjęto dwa prawdopodobne scenariusze przepływu gazu: Mallnow wejście – PWP wyjście (fizyczny przepływ, który w rzeczywistości jest realizowany) i przesył wirtualny PWP wejście – Mallnow wyjście.

16 maja 2020 r. zakończył się tzw. kontrakt historyczny z OOO Gazprom Export, a od 27 kwietnia 2022 r. spółka Gazprom Export całkowicie wstrzymała dostawy gazu do Polski z kierunku wschodniego. Z uwagi na fakt, że System Gazociągów Tranzytowych nie jest obecnie wykorzystywany ani do importu gazu do Polski z kierunku wschodniego, ani do tranzytu gazu ze wschodu na zachód w taryfie ustalone są stawki opłat dla trzech punktów: PWP wyjście, Mallnow wejście i Mallnow wyjście (brak stawek w punkcie Kondratki).

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

Na terenie kraju, działalność w zakresie magazynowania gazu prowadzi jeden podmiot, tj. Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórz. Spółka jest operatorem systemu magazynowania gazu ziemnego, udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach magazynowych oraz grupach instalacji magazynowych:

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

### Parametry instalacji magazynowych w 2022 r.

**Tabela 21.** Pojemności czynne instalacji magazynowych

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.	
		[mln m <sup>3</sup> ]		[GWh]			
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	824,8	885,1 <sup>a)</sup>	880,62 <sup>b)</sup>	9 190,7	9 863,0	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 Swarzędz						
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica						
Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice		1 300,0				14 729,0	

a) Daty zmian wynikają z Decyzji Prezesa URE wydanej 20 stycznia 2022 r. w zakresie zmiany oznaczenia pojemności czynnej KPMG Kosakowo z 239,4 mln m<sup>3</sup> do 299,7 mln m<sup>3</sup>, tj. zwiększenia pojemności czynnej o 60,3 mln m<sup>3</sup>,

b) Daty zmian wynikają z Decyzji Prezesa URE wydanej 14 marca 2022 r. w zakresie oznaczenia pojemności czynnej KPMG Mogilno z 585,4 mln m<sup>3</sup> do 580,92 mln m<sup>3</sup>, tj. zmniejszenia pojemności czynnej o 4,48 mln m<sup>3</sup>.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

**Tabela 22.** Maksymalne moce zatłaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych

Grupa Instalacji Magazynowych /Instalacja Magazynowa		Maksymalne moce zatłaczania		Maksymalne moce odbioru	
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2022 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2022 r.			
		[m <sup>3</sup> /h]	[MWh/h]	[m <sup>3</sup> /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 Swarzędz				
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.

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).

Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2022 r. oferowała w trybie wniosku zdolności magazynowe:

1. **na warunkach ciągłych**, w ramach Usługi Magazynowania (UM) Długoterminowej, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej w:

**1.1. Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice** w ilości:

1.1.1. do **4 635** Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 927 000 MWh Pojemności Czynnej, do 384,705 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 1 223,640 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2025/2026 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2026 r.,

1.1.2. do **39 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 7 800 MWh Pojemności Czynnej, do 3,237 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 10,296 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2024 r.

**1.2. GIM Kawerna** w ilości:

1.2.1. do **1 980 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 396 000 MWh Pojemności Czynnej, do 295,020 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 679,140 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2025/2026 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2026 r.,

1.2.2. do **633 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 126 600 MWh Pojemności Czynnej, do 92,418 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 185,469 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2025/2026 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2026 r.,

1.2.3. do **5 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 1 000 MWh Pojemności Czynnej, do 0,745 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 1,715 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2022 r.,

1.2.4. do **5 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 1 000 MWh Pojemności Czynnej, do 0,745 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 1,715 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2022 r. do godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2026 r.,

2. **na warunkach przerywanych**:

2.1. w ramach UM Długoterminowej, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej w:

2.1.1. **IM PMG Wierzchowice** w ilości do **6 793** Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 1 358 600 MWh Pojemności Czynnej, do 584,198 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 883,090 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2025/2026 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2026 r.,

2.1.2. **GIM Kawerna** w ilości:

2.1.2.1. do **2 149 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 429 800 MWh Pojemności Czynnej, do 320,201 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 737,107 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r. do końca Roku Magazynowego 2022/2023 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2023 r.,

- 2.1.2.2. **do 2 039 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 407 800 MWh Pojemności Czynnej, do 303,811 MWh/h Mocy Zatlaczania oraz do 699,377 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od początku Roku Magazynowego 2023/2024 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2023 r. do końca Roku Magazynowego 2025/2026 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2026 r.,
- 2.2. w ramach UM Krótkoterminowej, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej w:
- 2.2.1. **GIM Kawerna** w ilości:
- 2.2.1.1. **do 1 662 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 332 400 MWh Pojemności Czynnej, do 247,638 MWh/h Mocy Zatlaczania oraz do 570,066 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od godz. 6.00 dnia 1 lipca 2022 r., do godz. 6.00 dnia 1 kwietnia 2023 r.,
- 2.2.1.2. w ilości **do 165 Pakietów**, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 33 000 MWh Pojemności Czynnej, do 24,585 MWh/h Mocy Zatlaczania oraz do 56,595 MWh/h Mocy Odbioru, na okres od godz. 6.00 dnia 1 grudnia 2022 r., do godz. 6.00 dnia 1 lutego 2023 r.

W 2022 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie oferowała zdolności magazynowych w trybie aukcji, ponieważ wszystkie zdolności magazynowe zaoferowane w trybie procedur wnioskowych zostały zakontraktowane.

Wypełniając obowiązki w zakresie publikacji danych, wynikające w szczególności z art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 oraz art. 19 rozporządzenia 715/2009, Gas Storage Poland Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej szereg informacji:

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji zdolności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych (informacje o oferowanych usługach, kalkulator pozwalający na dokładne zapoznanie się z oferowanymi usługami, opis instalacji magazynowych, planowane i nieplanowane przestoje, zasady tworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego, dostępnych niewykorzystanych mocach instalacji magazynowej w ramach usługi śróddziennej – publikowanych w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy zatlaczania i nominalnych mocy odbioru oraz informacje dotyczące rynku wtórnego),
- informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
- 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. Informacje te w języku polskim i angielskim są dostępne na stronie internetowej Gas Storage Poland Sp. z o.o.: <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. prezentuje informacje w zestandaryzowany sposób za pośrednictwem ujednoliconej mapy strony w postaci Transparency Template, opracowanej w ramach GIE (GSE) po konsultacjach z ACER.

Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określają postanowienia Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, umożliwiające wtórny obrót prawami do zdolności magazynowych. W 2022 r. do GSP nie wpłynęła żadna informacja o zbyciu na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności 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 Operatora<sup>87)</sup>. 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.

W 2022 r. Spółka przeprowadziła po raz kolejny ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym, na podstawie ankiety rozesłanej do obecnych klientów usług magazynowania, jak również umieszczając ją na swojej stronie internetowej. 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 długoterminowych 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.

## Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) jest OGP Gaz-System S.A. 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 przedłożył 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 uwzględnienia.

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 m<sup>3</sup>, a maksymalna zdolność techniczna 820 000 Nm<sup>3</sup>/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe wyniosła 712 500 Nm<sup>3</sup>/h, natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 1 982 500 MWh/rok.

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

<sup>87)</sup> <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=regulacje-prawne/regulamin-magazynowania/iriem/>

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 potrzebnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG. OGP Gaz-System S.A. 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.

#### 4.1.2. Bilansowanie systemu

##### Usługi bilansowania

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

Zasady bilansowania operatora systemu przesyłowego zostały uregulowane w IRiESP, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. IRiESP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. W Instrukcji została wyznaczona platforma, na której OSP jest uprawniony do kupowania i sprzedawania gazu. Jest to rynek prowadzony przez TGE S.A. IRiESP reguluje również sposób określenia ceny za niezbilansowanie dobowe. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego gazowego lub korzystający ze świadczonych przezeń usług, obowiązani są stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP. Instrukcja, podobnie jak Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących, stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub umowy kompleksowej.

Prezes URE monitorował wykonanie obowiązków informacyjnych wynikających z rozporządzenia BAL NC oraz IRiESP.



### 4.1.3. Kwestie transgraniczne

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

Zasady alokacji zdolności przesyłowej wynikające z rozporządzenia 715/2009, jak i z przepisów rozporządzenia CAM NC, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie, zostały uregulowane w IRiESP oraz IRiESP SGT opracowanych przez OSP, a następnie zatwierdzonych przez Prezesa URE. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM NC przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Przepustowość oferowana w tych punktach powinna być powiązana. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji, a odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów. W ramach każdego procesu aukcyjnego dotyczącego jednego standardowego produktu z zakresu zdolności, zdolność alokowana jest niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

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

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

W 2022 r. Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów dotyczących zarządzania ograniczeniami systemowymi.

OSP udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Oferuje on niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i, w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych, na zasadach przerywanych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym. OSP, stosownie do art. 18 rozporządzenia 715/2009 oraz punktu 3 załącznika I do niego, publikuje informacje potrzebne użytkownikowi do korzystania z oferowanych przez OSP usług.

W ramach zarządzania ograniczeniami kontraktowymi na połączeniach transgranicznych operator systemu przesyłowego wdrożył procedury, zgodne z Wytycznymi w Załączniku I (pkt 2.2.) do rozporządzenia 715/2009. Mają one na celu zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych w punktach połączeń międzysystemowych z sąsiadującymi państwami członkowskimi UE:

- mechanizm nadsubskrypcji i wykupu (*Oversubscription and buy-back scheme – OS&BB*),
- mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*Long-term use-it-or-lose-it mechanism – LT UIOLI*),
- mechanizm rezygnacji z zakontraktowanej zdolności (*Surrender of contracted capacity*),
- mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*Firm day-ahead use-it-or-lose-it mechanism – FDA UIOLI*).

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. W 2022 r. nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu. Ponadto OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Nie stwierdzono również konieczności wprowadzenia mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (FD UJOLI). Użytkownik ma możliwość rezygnacji z przydzielonej przepustowości na zasadach ciągłych w fizycznych punktach wejścia lub wyjścia na połączeniach z systemami przesyłowymi sąsiednich krajów oraz w Punkcie Wzajemnego Połączenia. W 2022 r. nie miała też miejsca sytuacja rezygnacji z zakontraktowanej zdolności.

Zgodnie z IRIESP i IRIESP SGT – OSP umożliwia obrót przepustowością na rynku wtórnym na platformach aukcyjnych: GSA i RBP. W 2022 r. 31 ofert zakończyło się transakcjami odsprzedaży, o łącznym wolumenie 9 767 516 MWh.

W swoim raporcie dot. 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”. Prezes URE 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.

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

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

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

W procesie uzgadniania planów rozwoju weryfikowana jest także spójność przewidzianych działań z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym (TYNDP). Dokument ten ma za zadanie wytyczać kierunki i zapewniać spójność realizowanych celów energetycznych na poziomie unii europejskiej w zakresie bezpieczeństwa dostaw, cen energii a także zrównoważonego rozwoju.

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

Dodatkowo ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na prawnie wyodrębnionych OSD gazowych<sup>88)</sup> obowiązek opracowania programu budowy stacji<sup>89)</sup> oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji. Ustawa ta wdrożyła rządowy Plan rozwoju elektromobilności w Polsce oraz stanowi odpowiedź na propozycję działań legislacyjnych i celów rozwoju infrastruktury zawartych w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.

Prezes URE pismem z 24 października 2021 r. uzgodnił plan rozwoju PSG Sp. z o.o. zawierający aktualizację Programu budowy stacji gazu ziemnego Spółki na lata 2022–2026. Program ten zakładał budowę 46 punktów tankowania gazu ziemnego CNG (23 stacje) w 23 gminach w Polsce. Według stanu na koniec 2022 r., w przypadku 22 stacji (44 punktów tankowania) dokonano odbiorów końcowych zaś w przypadku 1 stacji (2 punkty tankowania) odbioru technologii (przed odbiorem końcowym). Łączna liczba punktów tankowania gazu ziemnego CNG w 36 największych gminach w Polsce, z uwzględnieniem punktów tankowania gazu ziemnego CNG istniejących przed wejściem w życie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wyniesie co najmniej 76 (38 stacji), co pozwala na wypełnienie zakładanych założeń tej ustawy.

Istotną zmianą regulacyjną, która weszła w życie 1 września 2022 r. jest nowy art. 16<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne. Na mocy tego przepisu także OSM został zobligowany do sporządzenia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Szczegółowe informacje na temat planu rozwoju OSM zostały zamieszczone w osobnym podrozdziale w dalszej części raportu.

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2022 r. dotyczył 9 operatorów:

- OGP Gaz-System S.A. w zakresie powierzonej sieci gazociągów tranzytowych<sup>90)</sup>,
- Gas Storage Poland Sp. z o.o. w zakresie instalacji magazynowych,
- 7 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu, w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne.

#### *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),

---

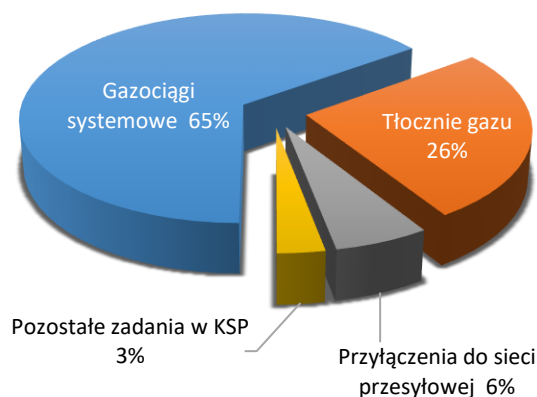
<sup>88)</sup> OSD gazowy, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

<sup>89)</sup> Zgodnie z postanowieniami art. 2 pkt 26 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych „stacja gazu ziemnego” jest rozumiana jako zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

<sup>90)</sup> W związku z art. 1 pkt 26 lit. a) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093).

który Prezes URE uzgodnił 29 października 2021 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie<sup>91)</sup> internetowej OSP.

**Rysunek 30.** 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:

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

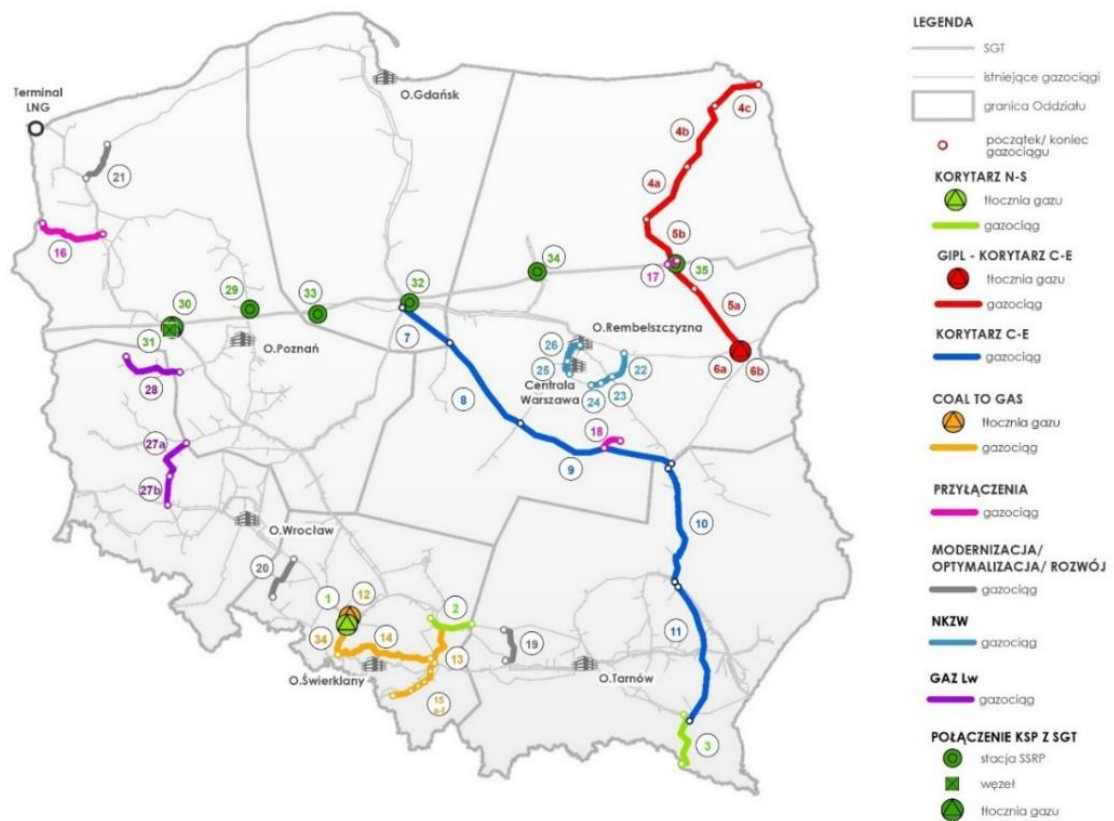
Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 95,3 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2022 r.

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. płn. 1 od ZZU Rudka Skroda do ZZUP Konopki o długości 60,6 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. płn. 2 od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków o długości 76,9 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. płn. 3 od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa o długości 47,4 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pld. 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. pld. 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,
- przyłączenia 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.

<sup>91)</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwój-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

Rysunek 31. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2022 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 23. Inwestycje strategiczne/kuczowe – 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 – Tworzeź	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)	N/D	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
6b	TG HOŁOWCZYCE – NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	N/D	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-1 szt; 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	Rembelszczyzna
	18	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN700; L=20 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
MODERNIZACJA OPTYMALIZACJA ROZWOJ	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	Rembelszczyzna
	23	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN500; MOP=8,4 MPa; L=11,5 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	24	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN400; MOP=8,4 MPa; L=2,65 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	25	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN400; MOP=5,5 MPa; L=5,1 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	26	GAZOCIĄG REMBELSZCZYŻNA – MORY	DN=700 L=29,0 km	Przetarg WRB	Rembelszczyzna
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=43 km; DN100 L=23,6km; DN100 L=9,4 km	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 <sup>3</sup> /h	Projektowanie	Poznań
	30	WĘZŁ LWÓWEK (ZZU ZĘBOWO – WP LWÓWEK)	DN1000, Q m <sup>3</sup> /h (dwukierunkowa)= 1,6 mln	Projektowanie	Poznań
	31	TG LWÓWEK; Agr. spręż. = 3szt	MOC=30MW	Projektowanie	Poznań
	32	SSRP WŁOCŁAWEK	Q=1000 tys. m <sup>3</sup> /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	33	SSRP WYDARTOWO	Q=1200 tys. m <sup>3</sup> /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	34	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	N/D	Przetarg na Dokumentację projektową	Rembelszczyzna
	35	SSRP ZAMBRÓW	Q (dwukierunkowa) =1,0 mln m <sup>3</sup> /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.

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.

*Operator systemu magazynowania paliw gazowych (Gas Storage Poland Sp. z o.o.)*

Zgodnie z art. 16<sup>1</sup> ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne<sup>92)</sup> Prezes URE uzgadnia z Operatorem Systemu Magazynowania plan rozwoju w zakresie zaspokożenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat, działając w porozumieniu z Ministrem właściwym do spraw energii. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.

Zgodnie z art. 16<sup>1</sup> ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne plan rozwoju OSM uwzględnia:

- 1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
- 2) politykę energetyczną państwa,
- 3) plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2,
- 4) plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2.

<sup>92)</sup> Przepis wprowadzony 21 grudnia 2022 r. zgodnie z art. 37 pkt 5 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687).



Plan rozwoju OSM obejmuje również, na podstawie art. 16<sup>1</sup> ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w szczególności:

- 1) inwestycje w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy instalacji magazynowych,
- 2) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- 3) przewidywane przychody niezbędne do realizacji inwestycji,
- 4) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

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. nie zakończono uzgadniania tego dokumentu.

### **Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w 2022 r. w zakresie budowy połączeń międzysystemowych**

W ostatnim dziesięcioleciu zrealizowanych zostało kilka znaczących projektów inwestycyjnych o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, dotyczących utworzenia nowych połączeń transgranicznych lub rozszerzenia funkcjonalności połączeń istniejących, co otwiera dodatkowe możliwości realizacji dostaw gazu do Polski z alternatywnych kierunków. Przed 2022 rokiem działania obejmowały rozbudowę połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i budowę połączenia na granicy z Czechami (Cieszyn) z kolei w 2022 r. zakończono budowę połączeń z Litwą (Santaka), Słowacją (Veľké Kapušany-Strachocina) oraz z Danią (gazociąg Baltic Pipe), jak również zakończono pierwszy etap rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, umożliwiającą zwiększenie jego nominalnej mocy regazyfikacyjnej z poziomu 5 mld m<sup>3</sup>/rok do ok. 6,2 mld m<sup>3</sup>/rok. Działania inwestycyjne mające na celu zwiększenie zdolności importowych w zakresie gazu LNG są w dalszym ciągu kontynuowane. Prowadzone są prace związane z posadowieniem nowego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej, a także dalszym zwiększaniem mocy regazyfikacji terminalu w Świnoujściu do 8,3 mld m<sup>3</sup>/rocznie. Istotne w tym kontekście są także prace prowadzone wewnątrz krajowego systemu przesyłowego, takie jak program budowy Korytarza Północ-Południe, umożliwiające odpowiednie rozprowadzenie gazu ziemnego wewnątrz terytorium Polski oraz przygotowanie do wzajemnego funkcjonowania pomiędzy obsługiwanyimi połączeniami międzysystemowymi. Celem prowadzonych prac jest także stworzenie warunków do budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz regionie Morza Bałtyckiego.

Proces rozbudowy połączeń transgranicznych, pomimo niewątpliwego przyczynienia się do poprawy sytuacji, nie został jeszcze ukończony i wymaga kontynuacji. Współpraca z innymi państwami w tym zakresie w roku sprawozdawczym zasadniczo była realizowana w ramach wdrażania tzw. Projektów wspólnego zainteresowania (ang. Project of common interest, PCI). Status projektu wspólnego zainteresowania jest przyznawany w drodze ustaleń pomiędzy przedsiębiorstwem zamierzającym podjąć się jego realizacji a państwem członkowskim (ew. przedsiębiorstwami i państwami członkowskimi), z udziałem instytucji unijnych (w szczególności Komisji Europejskiej). Jako projekty PCI mogą być uznane kluczowe transgraniczne projekty infrastrukturalne, łączące systemy energetyczne państw członkowskich UE, które mają pomóc UE w osiągnięciu jej polityki energetycznej i celów klimatycznych: przystępnej cenowo, bezpiecznej i zrównoważonej energii dla wszystkich obywateli oraz długoterminowej dekarbonizacji gospodarki zgodnie z porozumieniem paryskim.

Komisja Europejska 19 listopada 2021 r. opublikowała piątą listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania<sup>93)</sup>. Wśród projektów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw naszego regionu znalazł się na niej gazociąg Baltic Pipe, a także terminal FSRU w Gdańsku do rozładunku LNG.

<sup>93)</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects\\_en#the-pci-lists](https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en#the-pci-lists)

Należy zauważyć, że proces wspierania gazowych projektów przez Komisję Europejską uległ zmianom w wyniku nowelizacji z 16 maja 2022 r. rozporządzenia o transeuropejskich sieciach energetycznych (TEN-E). Począwszy od szóstej listy PCI wsparcie będzie prowadzone na odmiennych zasadach: znacząco ograniczono możliwość dofinansowania projektów bazujących na pozyskiwaniu energii z paliw kopalnych tj. ropa i gaz ziemny, a także przekierowano unijne wsparcie na morskie sieci energetyczne, infrastrukturę wodorową oraz tzw. sieci inteligentne. Projekty gazowe będą mogły utrzymać wsparcie UE ale tylko do 2029 r. i pod warunkiem, że zostaną dostosowane do przesyłu lub magazynowania wodoru albo biometanu. Zmiany w procesie przyznawania statusu PCI są zbieżne z celami obniżenia emisyjności gospodarki UE określonymi w perspektywie roku 2030 i uwzględniają wnioski płynące z Europejskiego Zielonego Ładu.

W związku z powyższym w 2022 r. OGP Gaz-System S.A. poinformowała o przedłożeniu wniosku o wpisanie na szóstą listę PCI (pierwszą listę PCI według nowego rozporządzenia TEN-E) trzech nowych projektów: nordycko-bałtycki korytarz wodorowy, krajowa sieć szkieletowa wodoru, oraz magazyn wodoru w Damasławku.

### Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)<sup>94)</sup>

Budowa połączenia gazowego Polska-Dania, która została zakończona w 2022 r., tworzy techniczne możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski (Baltic Pipe) oraz w dalszej perspektywie do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej. Połączenie Baltic Pipe jest efektem współpracy OGP Gaz-System S.A. z operatorami systemów przesyłowych Danii (Energinet) oraz Norwegii (Gassco).

**Rysunek 32.** Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Gazociąg „Baltic Pipe” został uruchomiony 1 października 2022 r. Początkowo połączenie funkcjonowało w ograniczonym zakresie do czasu zakończenia wszystkich prac budowlanych po stronie duńskiej dotyczących sprężania gazu i opomiarowania w tłoczni Zeeland. Od 30 listopada 2022 r.

<sup>94)</sup> <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/>

gazociągi i tłocznie Baltic Pipe uzyskały docelowe parametry techniczne i mogą przesyłać 10 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku Polski.

Postępy prac w 2022 r. przebiegały następująco:

- w I kwartale rozpoczęto instalację urządzeń na wybrzeżu Polski i Danii do przeprowadzenia operacji przedrozruchowych gazociągu (czyszczenie, hydrotest, suszenie). Zakończono także zasypywanie gazociągu podmorskiego,
- w II kwartale wykonano próbę szczelności gazociągu podmorskiego (hydrotest). Ponadto w maju tego roku Danish Working Environment Authority (DWEA) wydała pozwolenie na użytkownię 400 m odcinka gazociągu „Baltic Pipe” na wybrzeżu duńskim. W czerwcu OGP Gaz-System S.A. przedstawił ofertę produktów rocznych dla istniejących i nowych punktów połączeń w tym m.in. dla połączenia Polska-Dania. Zakończono także operacje przedrozruchowe (pre-commissioning): czyszczenie, płukanie i suszenie gazociągu podmorskiego,
- w III kwartale Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego w Szczecinie wydał Pozwolenie na użytkowanie gazociągu na wodach polskich. Zakończono operację nagazowania gazociągu od Terminala Konarzewo do śluzy odbiorczej w Danii. Ponadto Duńska Agencja Energii (DEA) wydała Pozwolenie na użytkowanie gazociągu na wodach duńskich. W lipcu 2022 r. zakończono operację połączenia gazociągu (tzw. „złote spawy”) podmorskiego z gazociągami lądowymi w Polsce i Danii,
- 1 października zgodnie z harmonogramem rozpoczęto użytkowanie połączenia międzysystemowego z Danią (IP Fax). Tego samego dnia, OGP Gaz-System S.A. zadeklarował do Energinet zakończenie projektu po swojej stronie (Ready for Operations).

### Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej<sup>95)</sup>

Nowy Terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Zakłada się wybudowanie terminala przystosowanego do regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Obecnie planowany jest następujący zakres Projektu FSRU:

W części lądowej:

- gazociąg DN 1000 Gustorzyn – Kolnik o długości 214 km,
- gazociąg DN 1000 Kolnik – Gdańsk (Bogatka) o długości 29 km,
- gazociąg przyłączeniowy FSRU DN 1000 – część lądowa o długości 1,2 km.

W części morskiej:

- usadowienie jednostki FSRU i przygotowanie jej do eksploatacji,
- budowa nabrzeża wraz z infrastrukturą wyładunkową,
- budowa gazociągu przyłączeniowego FSRU DN 1000 – część podwodna o długości 5,5 km.

W 2022 r. kontynuowano prace związane z projektowaniem, uzyskiwaniem stosownych decyzji administracyjnych oraz prowadzono negocjacje dotyczące finansowania inwestycji:

- w I kwartale wraz z Urzędem Morskim w Gdyni oraz z Ministerstwem Infrastruktury opracowano Wieloletni program finansowania „Budowy falochronu osłonowego w porcie Gdańsk”. Program został przekazany w lutym 2022 r. pod obrady Rady Ministrów,
- w II kwartale nastąpiło opublikowanie wyników prowadzonej wcześniej procedury „Open Season” oraz podpisanie umowy „Order to Proceed”,

<sup>95)</sup> <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/>

- w III kwartale na posiedzeniu Rządu RP została przyjęta uchwała w sprawie ustanowienia Programu Wieloletniego pod nazwą „Budowa falochronu osłonowego w Porcie Gdańsk”. Wartość inwestycji określono na 856 mln zł, a jej realizacja przewidziana jest na lata 2022–2027,
- w IV kwartale uzyskano dofinansowanie z funduszu Connecting Europe Facility na przeprowadzenie prac projektowych dla części podmorskiej. Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia wynosi ok. 19,5 mln euro. Ponadto podpisano umowę z Uniwersytetem Morskim w Gdyni dotyczącą wykonania analizy nawigacyjnej, a także określono harmonogram przeprowadzenia tych prac. Kontynuowano także ustalenia i negocjacje w zakresie umów o współpracy z Polskim Funduszem Rozwoju.

Przyłączenie nowej jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej jest planowane w perspektywie roku gazowego 2027/2028.

Poza realizacją programów posiadających status projektów wspólnego zainteresowania OGP Gaz-System S.A. prowadzi szereg inwestycji mających na celu dalszy rozwój obecnie posiadanych zdolności. Najważniejszym przykładem takich inwestycji jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu.

### Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu<sup>96)</sup>

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do ok. 8,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

W ramach Programu rozbudowy Terminalu LNG w 2022 r. zrealizowano I etap prac polegający na rozbudowie infrastruktury o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na zwiększenie nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m<sup>3</sup>/rok.

Drugi etap rozbudowy terminalu zakłada zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m<sup>3</sup>/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m<sup>3</sup> brutto) wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi.

Stanowiska statkowe będą podłączone do istniejącej infrastruktury Terminalu LNG w części lądowej. Będą one przystosowane do przyjmowania tankowców oraz innych jednostek pływających (w tym bunkierów) o parametrach:

- Stanowisko 1 – statki o pojemności zbiorników od 7 500 m<sup>3</sup> LNG do ok. 220 000 m<sup>3</sup> LNG oraz długości całkowitej od 110 m do 320 m oraz zanurzeniu do 12,5 m,
- Stanowisko 2 – statki o pojemności zbiorników od 500 m<sup>3</sup> LNG do ok. 7 500 m<sup>3</sup> LNG oraz długości całkowitej od 50 m do 110 m oraz zanurzeniu do 7 m.

Urządzenia Terminalu po rozbudowie umożliwią:

- wyładunek LNG z obu stanowisk na jednostki pływające z mocą 12 000 m<sup>3</sup> LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m<sup>3</sup> LNG/h (Stanowisko 2),
- załadunek LNG na jednostki pływające z mocą 4 000 m<sup>3</sup> LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m<sup>3</sup> LNG/h (Stanowisko 2),
- przeładunek LNG z jednostek przycumowanych przy stanowisku statkowym przy istniejącym nabrzeżu i przy Stanowisku 1 z mocą 10 000 m<sup>3</sup> /h,
- bunkrowanie z mocą 50 m<sup>3</sup> LNG/h ze Stanowiska 2.

<sup>96)</sup> <https://www.polskielng.pl/terminal-Ing/program-rozbudowy-terminalu-Ing/>

Rok 2022 zakończył się wykonaniem następujących prac budowlanych oraz dostawą materiałów i urządzeń:

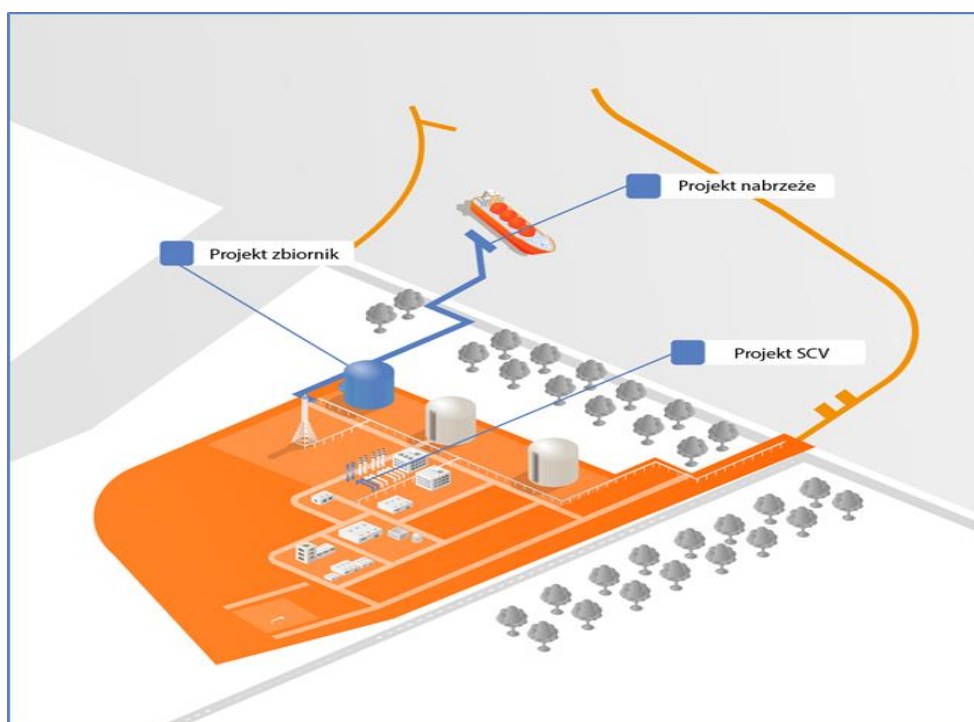
W „**Projekcie Zbiornik**” zaawansowanie procesu projektowania wynosi ok. 93 proc. Zrealizowano dostawę 3 kompresorów wraz z urządzeniami pomocniczymi, dostawę windy na ścianę zbiornika, dostawę kabli średniego napięcia, a także pierwszą dostawę falowników dla pomp LNG i „sofstarterów” kompresorów BOG. Przeprowadzono serię czynności weryfikacyjno-kontrolnych w zakładach prefabrykacyjnych rurociągów i konstrukcji stalowych, zakończono wykonanie elewacji budynku podstacji elektrycznej 8150, zakończono scalanie konstrukcji wsporczych chłodnic BOG, szlifowano ściany wewnątrz zbiornika i realizowano montaż blach „wall liner’a”, zakończono prace betonowania kopuły zbiornika, prowadzono iniekcje przerwy roboczej kopuły zbiornika.

W „**Projekcie Nabrzeże**” kontynuowano produkcję: prefabrykowanych słupów, rygli, belek, kształtowników, estakad; ramion przeładunkowych; wież trapowych; zaworów kulowych; zaworów motylkowych; chromatografu. Przeprowadzono przegląd modelu 3D na poziomie 90 proc. w zakresie platformy przeładunkowej (orurowanie, urządzenia procesowe, BHP, dostęp dla obsługi i serwisu), kontynuowano dostawy materiałów rur i kształtek kriogenicznych, zakończono montaż konstrukcji stalowej estakady PR-1520, prowadzono montaż kanałów żelbetowych, zamontowano kotwy pod wieże gaśnicze, zakończono montaż konstrukcji stalowej estakady PR-1520, prowadzono prace przygotowawcze do rozpoczęcia prefabrykacji rurociągów.

W „**Projekcie SCV**” – w pierwszym kwartale roku sprawozdawczego zakończono rozruch i testy regazyfikatorów SCV, zakończono testy sytemu CEMS, uruchomione zostały pompy LP na zbiornikach – po testach indywidualnych, uruchomiony został ciąg pomiarowy – po kalibracji statycznej i dynamicznej. W drugim kwartale 2022 r. podpisano Protokół Odbioru Końcowego.

Zakończenie inwestycji obecnie planowane jest na rok 2024.

**Rysunek 33.** Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

## **Projekty kandydujące do szóstej listy PCI (według znowelizowanego rozporządzenia TEN-E)**

Nordycko-bałtycki korytarz wodorowy ma za zadanie umożliwić przesył wodoru z Finlandii przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec. W tym celu w grudniu operatorzy systemów przesyłowych gazu: OGP Gaz-System S.A. (Polska), Gasgrid Finland (Finlandia), Elering (Estonia), Conexus Baltic Grid (Łotwa), Amber Grid (Litwa) i ONTRAS (Niemcy) podpisali porozumienie o współpracy oraz zainicjowali prace nad wstępnym studium wykonalności. Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy ma za zadanie wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu, zmniejszyć zależność od importowanej energii kopalnej i stworzyć szybką ścieżkę dekarbonizacji w znaczących sektorach gospodarki, w tym np. w przemyśle, transporcie, elektroenergetyce i ciepłownictwie by spełnić cele REPowerUE 2030. W pierwszej fazie projektu przeprowadzone zostanie wstępne studium wykonalności. Na podstawie zaleceń wynikających z tego studium zostanie podjęta decyzja o kontynuacji rozwoju projektu, która określi dalsze działania w kwestii m.in. zaprojektowania, budowy i uruchomienia sieci przesyłającej.

Krajowy szkielet wodorowy ma za zadanie połączyć producentów wodoru, źródła zagraniczne, a także planowany magazyn wodoru w Damasławku, z odbiorcami końcowymi oraz ewentualnymi lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi. Projekt ten będący częścią inicjatywy European Hydrogen Backbone ma na celu przyspieszenie procesu dekarbonizacji Europy poprzez zdefiniowanie kluczowej roli infrastruktury wodorowej – opartej na istniejących i nowych rurociągach – w umożliwieniu rozwoju konkurencyjnego, płynnego, paneuropejskiego rynku odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru. EHB tworzy założenia przyszłej sieci przesyłowej wodoru w UE, potencjalne kierunki dostaw, jak również moce wytwórcze państw członkowskich uczestniczących w inicjatywie. W ramach studium European Hydrogen Backbone wersja 3.0 stworzono trzyetapowe mapy systemu przesyłowego obrazujące potencjalny rozwój sieci w perspektywie roku 2030, 2035 i 2040. Studium zostało opublikowane w lipcu 2022 r.

Realizacja projektów posiadających status PCI oraz ubiegających się o wsparcie w tej procedurze podlega bieżącemu monitorowaniu przez Prezesa URE w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju oraz corocznych ankiet walidacyjnych w toku prac ACER. Do zadań Prezesa URE należy także monitorowanie wykonywania postanowień decyzji o transgranicznej alokacji kosztów (CBCA) dotyczących wzajemnych rozliczeń promotorów realizujących projekty PCI. Będzie to możliwe po zakończeniu i podsumowaniu finalnych kosztów realizacji inwestycji.

## **Skargi na operatora systemu przesyłowego, magazynowego, LNG lub dystrybucyjnego, odnoszące się do obowiązków tych operatorów wynikających z przepisów dyrektywy 2009/73/WE**

Prezes URE jest organem odpowiedzialnym za rozpatrywanie skarg na przedsiębiorstwa energetyczne. Każdy podmiot może również skierować do Prezesa URE skargę na działalność przedsiębiorstw energetycznych. W takiej sytuacji Prezes URE ocenia czy działalność danego przedsiębiorstwa naruszyła przepisy obowiązujących aktów powszechnie obowiązującego prawa tj. rozporządzeń UE, ustaw, rozporządzeń krajowych lub wydane przez Prezesa URE decyzje np. instrukcje ruchu i eksploatacji sieci.

#### 4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

##### Rozporządzenie TAR NC

W 2022 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to weszło w życie 6 kwietnia 2017 r. za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, stosowanych od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci”, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Celem tej regulacji jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu oraz ujednoczenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie NC TAR wprowadza obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do kalkulacji taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność.

Wdrożenie kodeksu ma przyczynić się do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżenie rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 Kodeksu taryfowego. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długoterminowej lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Dotychczas dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego dla OGP Gaz-System S.A. na 31 grudnia 2019 r., 31 grudnia 2020 r. oraz 31 grudnia 2021 r., obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych na 2021, 2022 i 2023 r., dostępnych na stronie internetowej Urzędu.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2023 r. świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.<sup>97)</sup> były stosowane postanowienia *Metody 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.*<sup>98)</sup> oraz *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.*<sup>99)</sup>

W postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia powyższych metod wyznaczania cen referencyjnych zostały wykorzystane wyniki konsultacji przeprowadzonych przez Operatora w dniach 31 sierpnia do 31 października 2021 r., dotyczących lat 2023–2024 w zakresie własnej sieci

<sup>97)</sup> OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego dla sieci będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT oraz kalkuluje taryfy dla tej sieci, począwszy od taryfy dla 2023 r.

<sup>98)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-1/10196>, Decyzje-Prezesa-URE-w-sprawie-metod-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanych-w.html

<sup>99)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186>, Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html

przesyłowej<sup>100)</sup> oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.<sup>101)</sup> Po ich zakończeniu Operator opublikował uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR 21 grudnia 2021 r. ACER opublikował oraz przesłał do Urzędu oraz Operatora wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu<sup>102)</sup>.

W myśl art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, Prezes URE 31 marca 2022 r., dochowując terminu 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji, wydał uzasadnione decyzje<sup>103)</sup> dotyczące metod wyznaczania cen referencyjnych, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR w zakresie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Decyzje zostały ogłoszone na stronie internetowej URE oraz przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

W okresie od 14 listopada 2022 r. do 16 stycznia 2023 r. Prezes URE po raz piąty konsultował kwestie<sup>104)</sup>, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, dotyczące m.in. mnożników, współczynników sezonowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, na 2024. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęła opinia regulatora duńskiego<sup>105)</sup> wyrażająca brak zastrzeżeń odnośnie konsultowanych zagadnień.

Prezes URE 20 lutego 2023 r. wydał i opublikował *Informację nr 7/2023 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 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.* Postanowienia powyższej Informacji będą uwzględnione w kalkulacji taryf na 2024 r. dla sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Stosownie do art. 28 ust. 2 rozporządzenia NC TAR ww. konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym. W myśl definicji zawartej w art. 3 pkt 23 rozporządzenia NC TAR, okres taryfowy oznacza okres, w którym obowiązuje określony poziom ceny referencyjnej, trwający co najmniej jeden rok i nie dłużej niż okres regulacyjny. W związku z tym, że taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku. Prezes URE 18 marca 2022 r. wydał i opublikował informację<sup>106)</sup> dotyczącą poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR. Postanowienia powyższej Informacji zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2023 r.

## Rozporządzenie CAM NC

Zgodnie z rozporządzeniem CAM NC, operator udostępnia maksymalną zdolność techniczną w punktach połączeń międzysystemowych. OSP przeprowadza regularnie analizy zdolności technicznych w wyżej wymienionych punktach w celu maksymalizacji zdolności udostępnianych uczestnikom rynku. Wypełniając postanowienia art. 6 CAM NC, OSP uzgadnia wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących zgodnie z rozporządzeniem.

<sup>100)</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>

<sup>101)</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/taryfa-sgt/nc-tar.html>

<sup>102)</sup> <https://acer.europa.eu/gas/network-codes/tariffs/acer-reports-national-tariff-consultations/acer-analysis-national-tariff-consultation-documents>

<sup>103)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-1/10196,Decyzje-Prezesa-URE-w-sprawie-metod-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanych-w.html>

<sup>104)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikiw-sezonowych-do-taryf-na.html>

<sup>105)</sup> Forsyningstilsynet – Danish Utility Regulator.

<sup>106)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-3/9723,Rynek-gazu-konsultacje-dotyczace-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikiw-sezonowych-d.html>



Poniższa tabela przedstawia zestawienie zdolności przesyłowych na poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych, w tym zarezerwowanych, niezarezerwowanych, zarezerwowanych a niewykorzystanych oraz wielkość przesłanego gazu.

**Tabela 24.** Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw		Całkowita zdolność przesyłowa*		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany – zdolności ciągłe i przerywane
					ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska/SGT	Punkt Wzajemnego Połączenia (we)	Polska	MWh/rok	101 315 733	21 939 280	58459474	684 693	42 856 259	21 254 587	0	19 791 061	44 319 785
				mln m <sup>3</sup> /rok	9 087	1 968	5 277	62	3 810	1 906	0	1 824	3 892
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska/SGT	MWh/rok	0	87 346 135	0	770 959	0	86 575 176	0	86 129 336	445 840
				mln m <sup>3</sup> /rok	0	7 941	0	70	0	7 871	0	7 831	40
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONT RAS (we)	Polska	MWh/rok	16 753 098	12 697 620	16829923	1 210 202	0	11 487 418	0	-43 566	11 530 984
				mln m <sup>3</sup> /rok	1 503	1 139	1 509	109	0	1 030	0	21	1 010
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONT RAS (wy)	Niemcy	MWh/rok	4 915 446	12 861 222	110 295	0	4 805 151	12 861 222	4 529 344	12 861 222	275 807
				mln m <sup>3</sup> /rok	441	1 153	10	0	431	1 153	407	1 153	24
Severomoravska Plynarenska	Czechy	Branice Czechy	Polska	MWh/rok	15 794	15 794	0	0	15 794	15 794	12 005	15 794	3 789
				mln m <sup>3</sup> /rok	1	1	0	0	1	1	1	1	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (we)	Polska	MWh/rok	6 593 915	1 393 715	6 489 709	0	104 206	1 393 715	0	-2 245 987	3 743 908
				mln m <sup>3</sup> /rok	587	124	578	0	9	124	0	-197	330
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	MWh/rok	0	6 593 915	0	0	0	6 593 915	0	6 405 980	187 935
				mln m <sup>3</sup> /rok	0	587	0	0	0	587	0	570	17
Eustream	Słowacja	Vyrava (we) <sup>2)</sup>	Polska	MWh/rok	8 697 000	869 700	322 632	0	8 374 368	869 700	8 054 053	869 700	320 315
				mln m <sup>3</sup> /rok	780	78	29	0	751	78	723	78	28
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy) <sup>2)</sup>	Słowacja	MWh/rok	7 225 200	722 520	0	0	7 225 200	722 520	7 225 199	722 520	1
				mln m <sup>3</sup> /rok	648	65	0	0	648	65	648	65	0
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM-UA TSO (we)	Polska	MWh/rok	49 494 000	21 978 319	35511220	0	13 982 780	21 978 319	1 943 024	21 978 319	12 039 756
				mln m <sup>3</sup> /rok	4 380	1 945	3 143	0	1 237	1 945	180	1 945	1 058
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM-UA TSO (wy) <sup>1)</sup>	Ukraina	MWh/rok	0	56 624 119	3 151 680	3 909 408	0	52 714 711	0	47 303 296	5 411 415
				mln m <sup>3</sup> /rok	0	5 011	279	346	0	4 665	0	4 189	476
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh/rok	61 703 250	28 630 308	30886000	0	30 817 250	28 630 308	17989802	28 630 308	12 827 448
				mln m <sup>3</sup> /rok	5 475	2 540	2 741	0	2 734	2 540	1 592	2 540	1 142
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh/rok	2 665 580	1 875 779	800 852	0	1 864 728	1 875 779	1 428 251	1 875 779	436 477
				mln m <sup>3</sup> /rok	237	166	71	0	166	166	127	166	39
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we) <sup>2)</sup>	Polska	MWh/rok	3 840 595	8 958 817	6 103 996	1 940 197	0	7 018 620	0	632 640	6 385 980
				mln m <sup>3</sup> /rok	344	803	547	174	0	629	0	71	558
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy) <sup>2)</sup>	Litwa	MWh/rok	11 386 380	5 717 809	2 992 552	100 595	8 393 828	5 617 214	6 133 621	5 617 214	2 260 207
				mln m <sup>3</sup> /rok	1 021	513	268	9	753	504	556	504	197
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście) <sup>2)</sup>	Polska	MWh/rok	28 324 032	11 996 160	23390812	0	4 933 220	11 996 160	0	9 473 868	7 455 512
				mln m <sup>3</sup> /rok	2 514	1 065	1 988	0	526	1 065	0	950	640
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście) <sup>2)</sup>	Dania	MWh/rok	8 136 987	813 699	237 792	0	7 899 195	813 699	7 713 565	813 699	185 630
				mln m <sup>3</sup> /rok	692	69	21	0	671	69	655	69	16
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	MWh/rok	67 452 000	55 803 013	41904936	4 072 247	25 547 064	51 730 766	0	40 609 032	36 668 798
				mln m <sup>3</sup> /rok	6 535	5 406	1 883	0	4 652	5 406	1 432	5 406	3 220
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	MWh/rok	33997491	33 000 672	19434961	0	320562530	33 000 672	313597233	33 000 672	6 965 297
				mln m <sup>3</sup> /rok	32 939	3 197	4 060	395	28 879	2 802	28 268	2 802	612
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh/rok	374 901 072	116 473	56368198	0	318532874	116 473	304256684	116 473	14 276 190
				mln m <sup>3</sup> /rok	36 321	11	5 461	0	30 860	11	29 589	11	1 272

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Produkty zdolności powiązanej w 2022 r. były oferowane w punktach połączeń międzysystemowych – w Cieszynie (połączenie z Czechami), w punkcie FAXE (połączenie z Danią), w punkcie Santaka (połączenie z Litwą), w punkcie Vyrava (połączenie ze Słowacją), w punktach Mallnow i Mallnow rewers

(połączenie z Niemcami), w punkcie GCP Gaz-System Ontras (połączenie z Niemcami) oraz w punkcie PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym) – na platformie aukcyjnej GSA i RBP

W 2022 r. proces zamawiania przepustowości na platformie GSA i RBP przebiegał bez zakłóceń.

Zgodnie z art. 28 ust. 1 NC CAM, Prezes URE otrzymał 14 listopada 2022 wnioszek o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Ukraina.

## Rozporządzenie BAL NC

W ramach obszaru bilansowania gazu ziemnego wysokometanowego (KSP E), w 2022 r. OGP Gaz-System S.A. podejmował działania bilansujące na TGE w ramach standardowych produktów krótkoterminowych (w ramach RDBg oraz RDNg), w ramach których w 2022 r. dokonał zakupu 285 GWh (60 działań bilansujących) oraz sprzedaży 693 GWh (141 działań bilansujących).

W ramach obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego (KSP Lw) OGP Gaz-System S.A. w 2022 r. nie podejmował działań bilansujących.

Prezes URE 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 bilansowania. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

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

OGP Gaz-System S.A. kontynuował 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.

OGP Gaz-System S.A. publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego:

- dla KSP: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/transparetnosc-danych.html>
- dla SGT: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/transparetnosc-danych.html>

Dane dotyczące prognozowanego niezbilansowania są publikowane w oparciu o zatwierdzone nominacje (i prognozy transportowe w przypadku obszaru bilansowania gazu wysokometanowego E) na daną dobę gazową (publikacja o godz. 18:30 doby gazowej poprzedzającej, aktualizacja po każdej zatwierdzonej renominacji i zmianie prognozy transportowej).

Dane dotyczące łącznego rzeczywistego niezbilansowania są publikowane na podstawie danych operatywnych po zakończeniu doby gazowej (godz. 14:00).

Ponadto na podstawie rozporządzenia BAL NC, 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-srodki-tymczasowej.html>

- b) informacje dotyczące kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych zgodnie z art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia 312/2014

<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/dzialania-bilansujace-i-srodki-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 312/2014 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-neutralnoscii-kosztowej.html>
- e) informacje dot. metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe (art. 20 ust. 2) – Metoda kalkulacji opłat za niezbilansowanie dobowe jest określona w IRIESP, który jest publikowany na stronie internetowej  
IRIESP 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-neutralnoscii-kosztowej/>

## Rozporządzenia IO NC

W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuował współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS s.r.o., niemieckimi GASCADE Gastransport GmbH i Ontras Gastransport GmbH oraz ukraińskim LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine” zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich. Ponadto w 2022 r. zostały podpisane porozumienia z następującymi operatorami:

- litewskim AB Amber Grid – porozumienie z 21.03.2022 r. – rozpoczęcie współpracy od 1.05.2022 r.,
- słowackim Eustream a.s. – porozumienie z 10.11.2022 r. – rozpoczęcie współpracy 24.11.2022 r.,
- duńskim Energinet SOV – porozumienie z 3.10.2022 r. – rozpoczęcie współpracy od 1.10.2022 r.

OGP Gaz-System S.A. kontynuował wypełnianie następujących obowiązków zgodnie z rozporządzeniem INT NC:

- publikowanie 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>),
- realizacja porozumień o prowadzenie konta operatorskiego OBA zawierających szczegółowe ustalenia dotyczące: zasad procesu sprawdzania zgodności nominacji, zasad alokacji ilości gazu, procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych,
- 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>),
- 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>),
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dot. liczby Wobbego oraz ciepła spalania (<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>).

Wszystkie informacje ww. udostępniane są również w języku angielskim.

## 4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 4.2.1. Rynek hurtowy

#### Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców w Polsce, w ilości 154,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 39,8 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2022 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe.

**Tabela 25.** Struktura dostaw gazu w 2022 r.

Wyszczególnienie	Wolumen [TWh]
Dostawy z zagranicy	154,5
Wydobycie ze źródeł krajowych	39,8
Zmiana stanu zapasów	-5,9

*Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 216,2 TWh gazu wysokometanowego i 6,8 TWh gazu zaazotowanego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

**Tabela 26.** Bilans przepływów handlowych\* gazu wysokometanowego poprzez Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych i gazu zaazotowanego poprzez Krajowy System Przesyłowy w 2022 r. [TWh]

Rodzaj Gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	<b>216,2</b>	<b>6,8</b>
z tego:		
kopalnie i odazotownie	22,3	3,1
magazyny	22,4	0,0
dostawy spoza UE	39,6	0,0
dostawy z UE	66,1	0,0
terminal LNG	64,3	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	3,7
Wyjście z systemu razem	<b>216,2</b>	<b>6,8</b>
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	1,1
magazyny	28,1	0,0
do sieci dystrybucyjnej	135,3	5,5
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	36,3	0,2
dostawy do UE [MWh]	9,9	0,0
dostawy poza UE	5,4	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorских)	1,2	0,0

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

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

## Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2022 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 176 podmiotów wobec 180 na koniec 2021 r. Natomiast 89 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PKN Orlen pozyskały 78,6 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

**Tabela 27.** Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2022 r. [TWh]

	łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	431,3	362,7	68,6
Hurtowa sprzedaż gazu	184,1	148,1	36,0

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

## Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF). Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami odpowiednio RTG i OTF, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami RTG i OTF.

W 2022 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPG) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

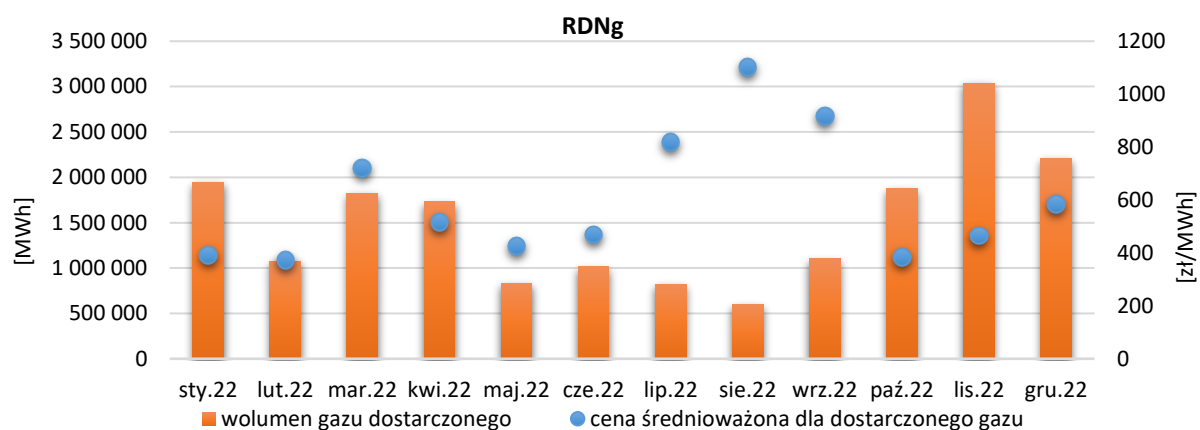
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na Rynku Dnia Następnego jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na tym rynku są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godz. 6:00 w sobotę do godz. 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na dwa dni poprzedzające okres dostawy.

Obrót na Rynku Dnia Bieżącego prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

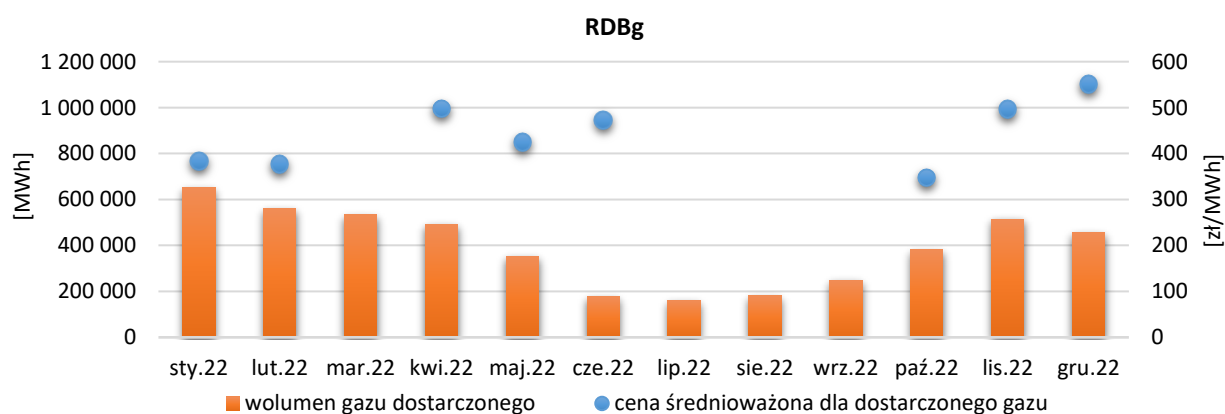
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

**Rysunek 34.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2022 r.



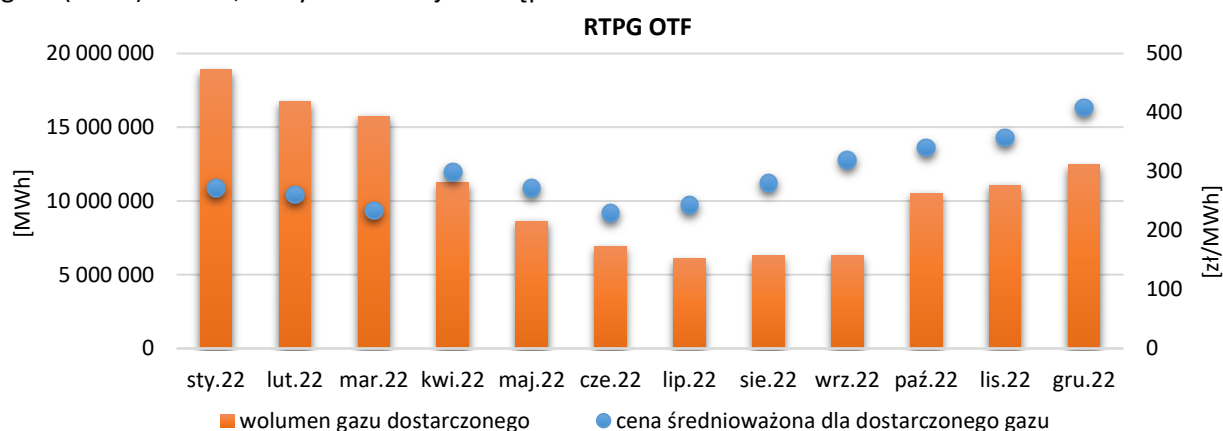
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

**Rysunek 35.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2022 r.



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

**Rysunek 36.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Terminowym Towarowym i Rynku Terminowym Produktów z dostawą gazu (RTPG) na OTF, których realizacja następowała w 2022 r.



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

W 2022 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 153 661 626 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 330,63 zł/MWh (18 061 483 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 552,48 zł/MWh, 4 707 448 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 527,46 zł/MWh i 130 892 695 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 292,94 zł/MWh).

### Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2022 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC, niezależnie od daty zawarcia kontraktu, dostarczono 22,0 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 524,74 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach kształtują się jak w poniższej tabeli.

**Tabela 28.** Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC i sprzedaży poprzez TGE S.A. w poszczególnych kwartałach 2022 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie	423,55	360,22	575,75	567,53
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	283,89	302,78	374,03	392,61

Źródło: URE.

#### 4.2.2. Rynek detaliczny

Ustawa z 26 stycznia 2022 r. wprowadziła na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. mechanizm zamrożenia cen paliw gazowych dla odbiorców objętych taryfą zatwierdzaną przez Prezesa URE. Przyjęte rozwiązania wykluczyły możliwość podwyższenia cen i stawek taryfowych paliwa gazowego w 2022 r. Jednocześnie, w roku sprawozdawczym prowadzone były prace legislacyjne nad przygotowaniem rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców paliw gazowych przed nadmiernym wzrostem cen w kolejnym roku. W wyniku tych prac, 21 grudnia 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy z 15 grudnia 2022 r., które utrzymały mechanizm zamrożenia cen.

Ponadto, przepisy art. 1 ustawy z 5 sierpnia 2022 r. zmieniły art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, przedłużając w ten sposób obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców wskazanych w tym przepisie do 31 grudnia 2027 r., zatem zniesienie przedmiotowego obowiązku zostało odsunięte w czasie do 2028 r.

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. Po stronie podażowej, na koniec 2022 r., 124 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP umożliwiające sprzedaż na rynku detalicznym (spadek o 9 w stosunku do 2021 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej (PSG Sp. z o.o.) – liczba umów wyniosła 57 (spadek o 16 w stosunku do 2021 r.). Sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności na rynku detalicznym, zawierali umowy z poszczególnymi operatorami systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych). Maksymalna liczba umów zawartych przez jednego sprzedawcę wyniosła 18, a w sieci największego OSD – PSG Sp. z o.o. – aktywną działalność sprzedażową (przynajmniej jedna ważna umowa z odbiorcą) prowadziło 37 sprzedawców gazu ziemnego wysokometanowego. Według stanu na 31 grudnia 2022 r., na rynku gazu ziemnego działało 51 operatorów systemów dystrybucyjnych.

W 2022 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 27 spółek obrotu gazem ziemnym oraz 11 największych operatorów systemów dystrybucyjnych<sup>107)</sup>. Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 6 994 305 odbiorców (7 189 602 punkty poboru gazu) w zakresie gazu wysokometanowego oraz 382 152 odbiorców (395 566 punkty poboru gazu) w zakresie gazu zaazotowanego.

Oprócz odbiorców przyłączonych do sieci operatorów, wielu klientów spółek obrotu nabywa gaz w postaci skroplonej (LNG), transportowany cysternami, bezpośrednio do instalacji odbiorczej. Część gazu LNG, po regazyfikacji, wprowadzana jest do sieci dystrybucyjnych i tą drogą dostarczana odbiorcom. W 2022 r. łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej przez badanych sprzedawców, do odbiorców końcowych wyniósł 1 101 353 496 MWh, co w porównaniu do danych za 2021 r. oznacza spadek wolumenu o 31,79 proc. W strukturze zużycia gazu LNG w poszczególnych gałęziach gospodarki dominuje przemysł (60,30 proc.). Udział sprzedaży gazu LNG w pozostałych segmentach kształtował się następująco: usługi i handel – 38,83 proc., rolnictwo – 2,71 proc., gospodarstwa domowe – 2,23 proc., a najniższą sprzedaż odnotowano w segmencie użyteczności publicznej (0,79 proc.).

**Tabela 29.** Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2022 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	780 869	320 484	<b>1 101 353</b>
z tego: przemysł	507 471	103 129	<b>610 600</b>
rolnictwo	29 857	0	<b>29 857</b>
usługi i handel	210 250	217 355	<b>427 605</b>
użyteczność publiczna	8 722	0	<b>8 722</b>
gospodarstwa domowe	24 569	0	<b>24 569</b>

*Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.*

W roku sprawozdawczym, całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła natomiast 171 795 031 MWh, z czego najwięcej, bo aż 56,44 proc. trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,71 proc. do gospodarstw domowych. Sprzedaż ogółem spadła o ok. 16,86 proc. w stosunku do 2021 r. (gdy wynosiła 206 626 689 MWh), przy czym spadek sprzedaży odnotowano w rolnictwie (32,42 proc.), w usługach i handlu (23,82 proc.), w przemyśle (23,12 proc.) oraz w sektorze sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych (5,17 proc.). Natomiast w sektorze użyteczności publicznej odnotowano wzrost sprzedaży o 21,27 proc. Najbardziej prawdopodobną przyczyną spadku sprzedaży gazu ziemnego we wskazanych segmentach była trudna sytuacja na rynku gazu w 2022 r. spowodowana wysokimi cenami produktu na rynku hurtowym.

<sup>107)</sup> Z dniem 2 listopada 2022 r. PKN Orlen S.A. wstąpił we wszystkie prawa i obowiązki spółki pod firmą PGNiG S.A., jednak z uwagi na fakt, że większość roku spółki działały w ramach GK PGNiG, w części Sprawozdania Prezesa URE dotyczącej prezentacji wyników monitoringu rynku gazu ziemnego, przyjęta została po raz ostatni dotychczasowa metodologia, tj. GK PGNiG i pozostałe spółki. Zakres żądanych w badaniu danych tożsamy jest z danymi raportowanymi do Agencji Rynku Energii S.A., które przez PKN Orlen S.A. oraz ex-PGNiG S.A. do końca 2022 r. raportowane były rozdzielnie.



**Tabela 30.** Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2022 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	18 865 737	152 929 294	171 795 031
z tego: przemysł	10 664 107	86 299 622	96 963 729
rolnictwo	119 362	309 393	428 755
usługi i handel	4 553 875	7 359 499	11 913 374
użyteczność publiczna	890 475	5 397 813	6 288 288
gospodarstwa domowe	2 637 918	53 562 968	56 200 886
zużycie własne	90 697	1 877 452	1 968 149
<b>łącznie</b>	<b>18 956 434</b>	<b>154 806 746</b>	<b>173 763 180</b>

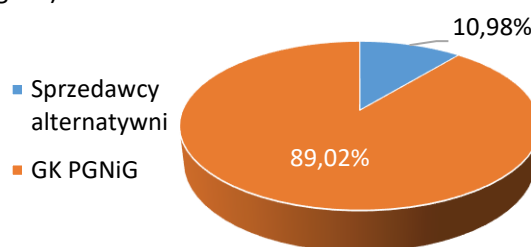
Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł nieco ponad 89 proc. (88,7 proc. dla gazu wysokometanowego i 92,5 proc. dla gazu zaazotowanego) i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 0,3 proc. Wzrósł także udział podmiotów z GK PGNiG w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG), osiągając poziom 29 proc. (w 2021 r. udział ten wynosił 19,25 proc.).

Wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, utrzymuje się od 2017 r. Należy jednak wskazać, że w 2022 r. wzrost ten, jak wskazano powyżej, był bardzo niewielki. Największy wzrost udziałów podmiotów z GK PGNiG miał miejsce w obszarze użyteczności publicznej (o 8,87 proc.). Natomiast w segmencie usług i handlu, udział GK PGNiG spadł do 61,77 proc. w stosunku do roku poprzedniego (68,13 proc.), co oznacza spadek o 6,36 punktu procentowego. Warto odnotować, że udział GK PGNiG w sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych, w stosunku do roku poprzedniego, wzrósł jedynie o nieco powyżej 0,1 proc. (95,3 proc. w 2022 r., 95,16 proc. w 2021 r.).

Natomiast udział sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, realizowanej przez alternatywne spółki obrotu, dokonującej sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju, wyniósł 10,98 proc. (wobec 11,26 proc. w 2021 r.). Wartość udziału tych sprzedawców waha się w poszczególnych sektorach gospodarki od 38,22 proc. w sektorze usług i handlu (w 2021 r. udział ten wyniósł 31,87 proc.) do 4,69 proc. w grupie gospodarstw domowych.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego w 2022 r. wyniósł 9 499 – licząc według liczby odbiorców i 7 874 – według wolumenu sprzedanego gazu<sup>108)</sup>.

**Rysunek 37.** Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2022 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

<sup>108)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (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).

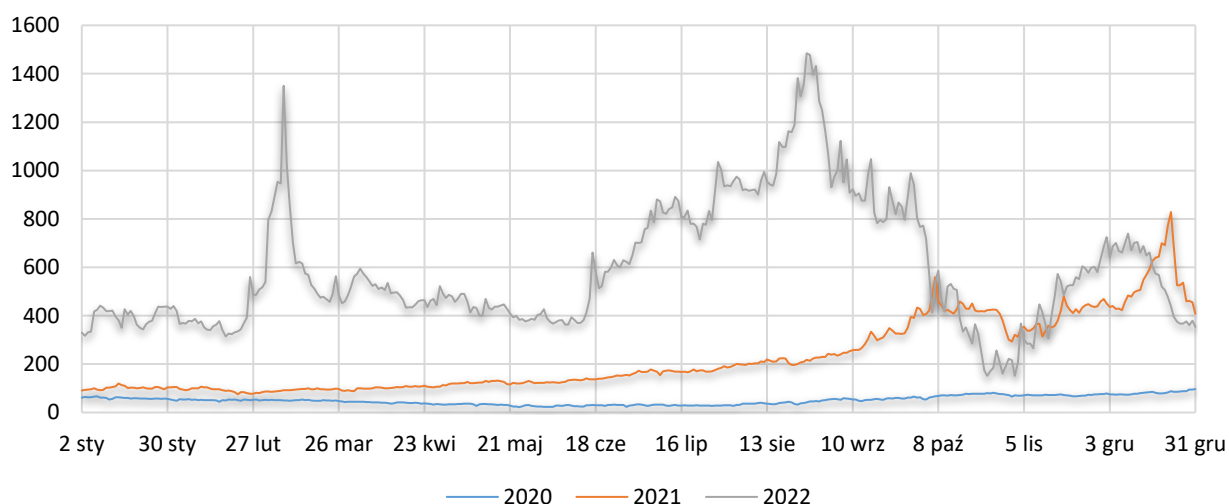
W obszarze sieci przesyłowej funkcjonował jeden sprzedawca rezerwowi – PGNiG OD Sp. z o.o., zaś w sieci dystrybucyjnej sprzedawców mogących świadczyć sprzedaż rezerwową było kilku. Między 1 stycznia a 31 grudnia 2022 r., sprzedaż rezerwową lub sprzedaż prowadzoną w trybie art. 5ab<sup>109</sup> ustawy – Prawo energetyczne, OSD uruchomili dla 32 115 odbiorców gazu (zarówno gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego). W tym ponad 99 proc. odbiorców (31 882) to odbiorcy gazu wysokometanowego z grupy taryfowej W 1-4 (moc umowna nie większa niż 110 kWh/h), natomiast w grupie W 5-13 odbiorców gazu wysokometanowego odsetek ten stanowił 0,7 proc. odbiorców. Z kolei w przypadku gazu zaazotowanego, sprzedaż rezerwową uruchomiono dla pięciu odbiorców (w czterech przypadkach były to gospodarstwa domowe).

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

##### Taryfy dla paliw gazowych

Rok 2022 był rokiem kolejnych znacznych zmian w zakresie cen paliw gazowych. Od początku roku ceny gazu wzrastały. Mieliśmy także do czynienia z bardzo dynamiczną i dotychczas nieobserwowaną sytuacją na europejskim rynku gazowym w szczególności w związku z wybuchem wojny na Ukrainie, skutkującą wysokimi cenami tego paliwa. Rosły koszty pozyskania gazu ziemnego zarówno w przypadku zakupów produktów gazowych na TGE S.A. lub innych platformach obrotu, jak i w kontraktach B2B. Sytuację na rynku gazu w latach 2020–2022 można prześledzić na przykładzie kształtowania się w tym okresie cen na Rynku Dnia Następnego TGE S.A.

**Rysunek 38.** Kurs cen gazu na rynku dnia następnego (TGEgazDA) w latach 2020–2022 [zł/MWh]



Źródło: TGE S.A.

W 2022 r. obowiązek zatwierdzania taryf dotyczył sprzedaży gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Ustawą z 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu, poszerzono tę grupę o niektóre kategorie odbiorców będących podmiotami realizującymi zadania z zakresu użyteczności publicznej (m.in. szpitale, szkoły, żłobki, przedszkola, noclegownie itp.). Było to konsekwencją sytuacji na rynku gazu (poziom cen gazu oraz nienotowany wcześniej zakres jej zmienności).

<sup>109)</sup> Zgodnie z art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne.

W efekcie przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem paliwami gazowymi – sprzedawcy gazu do odbiorców taryfowych – występowały do Prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie zmian taryf obecnie obowiązujących, w części dotyczącej cen gazu dla tych odbiorców. Znaczący wzrost cen paliw gazowych miał miejsce także w przedkładanych Prezesowi URE do zatwierdzenia wnioskach dotyczących kolejnych taryf.

Przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy na podstawie kosztów uzasadnionych, czyli tych, które są niezbędne do poniesienia w celu wykonywania zobowiązań związanych z prowadzoną działalnością – w tym przypadku obrotem paliwami gazowymi. Jednak z uwagi na wejście w życie 10 grudnia 2021 r. ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>110)</sup>, przedsiębiorstwa energetyczne mogły, do 30 czerwca 2022 r., przedłożyć Prezesowi URE taryfę na sprzedaż gazu dla odbiorców taryfowych skalkulowaną na podstawie tylko części kosztów uzasadnionych tj. części kosztu zakupu gazu. Natomiast nieuwzględnioną w zatwierdzanej taryfie część kosztów sprzedawca będzie mógł odzyskać w kolejnych taryfach obowiązujących od początku 2023 r. lub cenach i stawkach opłat ustalonych na rynkach konkurencyjnych, przez kolejne trzy lata, czyli do końca 2025 r.

W 2022 r. z tego prawa skorzystało 7 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

Na skutek znacznego wzrostu cen – ustawą z 26 stycznia 2022 r., na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r., dla odbiorców objętych ochroną taryfową, wprowadzono mechanizm zamrożenia cen paliw gazowych na poziomie 200,17 zł/MWh. Cena ta była jednocześnie ceną maksymalną, co oznaczało, że wobec odbiorców, którzy wcześniej zawarli umowę z dostawcą, przewidującą niższą cenę, stosowało się tę niższą cenę do czasu wygaśnięcia umowy.

Jak już wspomniano, ustawą z 26 stycznia 2022 r. rozszerzono również katalog podmiotów objętych ochroną taryfową o podmioty realizujące zadania z zakresu użyteczności publicznej; doprecyzowano także przepisy dotyczące ochrony taryfowej odbiorców gazu ziemnego w budynkach wielolokalowych.

21 grudnia 2022 r. weszła w życie kolejna ustawa mająca na celu ochronę odbiorców paliw gazowych – mianowicie ustawa z 15 grudnia 2022 r. Ustawa ta m.in. ustaliła na rok 2023 maksymalną cenę paliw gazowych dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, na poziomie 200,17 zł/MWh oraz ustaliła stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji na poziomie stawek z ostatniej taryfy stosowanej w 2022 r., a także określiła mechanizm udzielania rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym, w związku z ww. mechanizmami chroniącymi odbiorców paliw gazowych.

W 2022 r. taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest dla odbiorców o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, w tym dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Kluczowe znaczenia ma taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90 proc. odbiorców w gospodarstwach domowych.

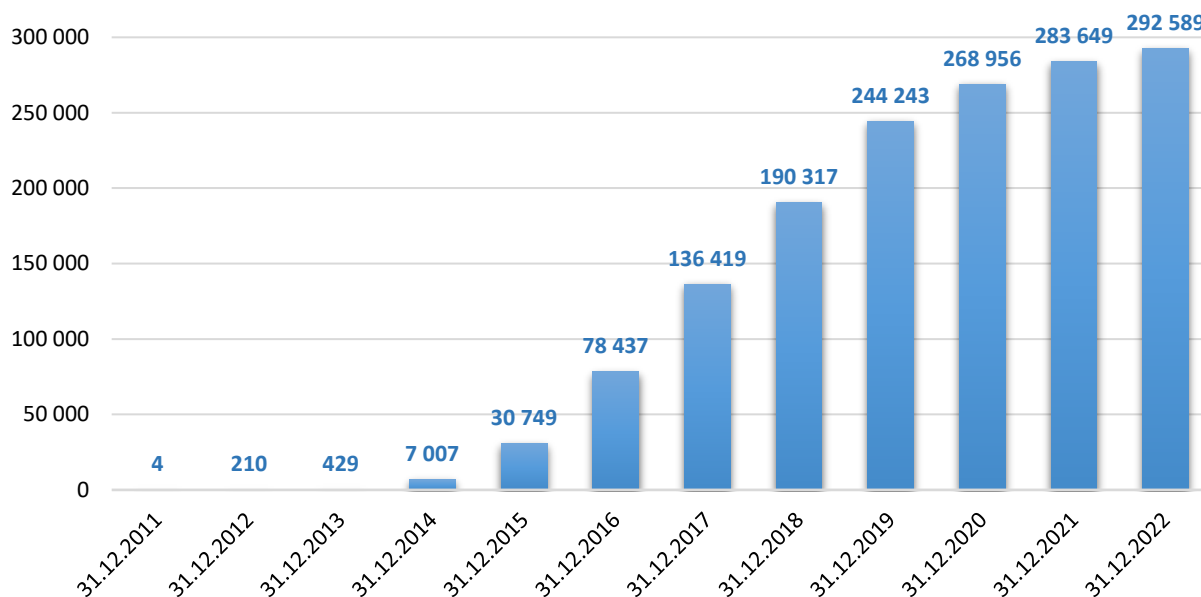
### *Zmiana sprzedawcy*

Dzięki wynikającemu z art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego uprawnieniu do dostępu do sieci gazowej i jednocześnie zobowiązaniu przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych do realizacji każdej umowy zakupu tych paliw, odbiorcy już w 2007 r. uzyskali możliwość zakupu gazu ziemnego od dowolnego, wybranego przez siebie sprzedawcy. Jednak liczba zmian sprzedawcy (możliwość skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy) nie zależy wyłącznie od przyznanego uprawnienia, ale także od innych czynników, takich jak: rozwój infrastruktury rynkowej, stan konkurencji, a także świadomość i aktywność odbiorców. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców paliw gazowych.

<sup>110)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 2271.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na coroczny przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, jednakże począwszy od 2016 r., z roku na rok słabnie dynamika tych zmian. Poniżej zaprezentowane dane (w ujęciu narastającym) obrazują rozwój TPA w Polsce w minionym okresie.

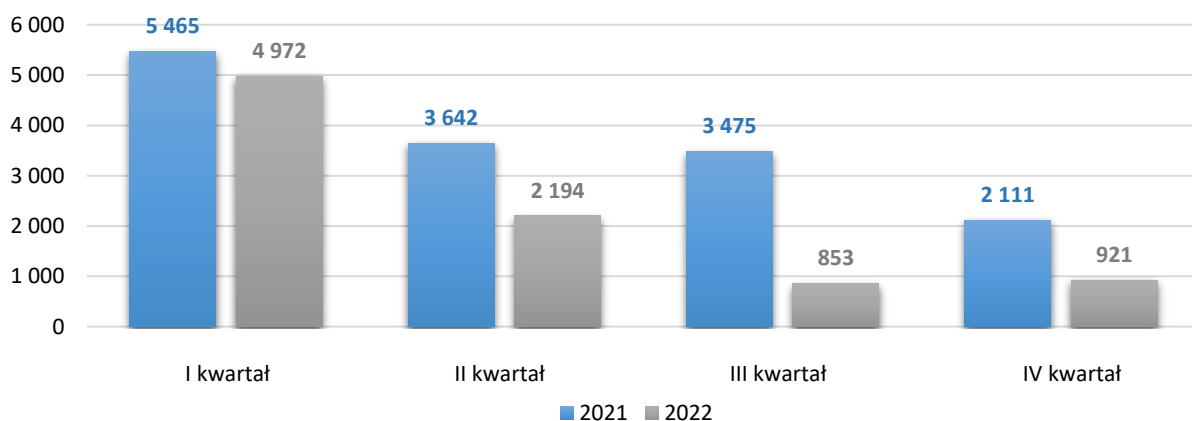
**Rysunek 39.** Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Na koniec 2022 r. liczba zmian sprzedawcy (narastająco) wyniosła 292 589. Oznacza to, że w ciągu 2022 r. do grupy odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, dołączyło 8 940 podmiotów. Liczba ta stanowi ok. 60,85 proc. analogicznej liczby z roku poprzedniego (14 693 odbiorców).

**Rysunek 40.** Liczba zmian sprzedawcy gazu według liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartał do kwartału w latach 2021–2022



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Większość przypadków zmiany sprzedawcy w 2022 r. (niespełna 56 proc.) odnotowana została w pierwszym kwartale i stanowiła realizację umów zawartych w 2021 r., liczba tych zmian stanowiła jednak aż 99,9 proc. liczby zmian w analogicznym okresie 2021 r. W kolejnych kwartałach 2022 r. liczba zmian sprzedawcy stopniowo obniżała się i w trzecim kwartale wynosiła zaledwie 24,57 proc. liczby

zmian w trzecim kwartale 2021 r. W czwartym kwartale 2022 r. liczba ta nieznacznie wzrosła, jednak stanowiła nadal jedynie 43,58 proc. liczby zmian sprzedawcy w ostatnim kwartale 2021 r. Przyczyną stopniowo malejącej liczby zmian sprzedawcy jest niechęć odbiorców do podejmowania ryzyka poszukiwania innego sprzedawcy na rynku niż sprzedawca z urzędu w czasie trudnej sytuacji rynkowej. Ponadto, wobec znacznego wzrostu cen zakupu (i związanego z tym ryzyka), sprzedawcy znacznie ograniczyli ofertę, a w niektórych przypadkach doszło nawet do wypowiedzenia umów przed ich wejściem w życie.

Pomimo bardzo wysokiego stopnia monopolizacji rynku gazu oraz trudnych warunków rynkowych, w 2022 r. sprzedawcę gazu zmieniło 8 940 odbiorców gazu ziemnego, co stanowi 0,1 proc. ogółu odbiorców. Porównanie udziału odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2022 r. do wartości za 2021 r. (0,16 proc.), wskazuje na spadek tego udziału o nieco ponad 30 proc.

### *Programy Zgodności*

W 2022 r. obowiązywały dwa zatwierdzone Programy Zgodności – operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowego gazu. Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów Zgodności na swoich stronach internetowych.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2022 zostały przedłożone Prezesowi URE w ustawowym terminie – do końca marca 2023 r. Analiza treści sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora ds. zgodności.

Inspektorzy ds. zgodności podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe dotyczące Programów Zgodności, obowiązków pracowników i zarządu spółek w zakresie niezależności operatora i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemów oraz konsekwencji ewentualnych naruszeń, w tym możliwych sankcji. Nowozatrudnieni pracownicy przeszkoleni zostali w terminie do miesiąca od daty zatrudnienia oraz złożyli wymagane oświadczenia, ze zobowiązaniem do przestrzegania Programu Zgodności. Inspektorzy ds. zgodności zajmowali się także wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, interpretacją przepisów i obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. W 2022 r. kluczowym elementem aktywności Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o. było wydawanie opinii oraz stanowisk, zawierających ocenę rozpatrywanych stanów faktycznych i ryzyk związanych z podjęciem określonych działań. W ubiegłym roku opiniował on zagadnienia przede wszystkim z obszaru badań i rozwoju, komunikacji, zakupów, nieruchomości, ICT, rozwoju sieci gazowej, wdrożenia regulacji holdingowych, spraw międzynarodowych (tj. nawiązania współpracy z OSD z innych krajów), ochrony informacji sensytywnych, projektów, controllingu oraz inwestycji. W spółce obowiązuje „Regulamin współpracy badawczo-rozwojowej i innowacyjnej z jednostkami zewnętrznymi”, który został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności uczestniczył także w opiniowaniu porozumień, które spółka zawierała z podmiotami zewnętrznymi.

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. PKN Orlen S.A. (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, 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 2022 r. zarówno w OSD, jak i OSM nie stwierdzono wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności, ani przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Do Inspektorów ds. zgodności i Prezesa URE nie wpłynęły także żadne skargi dotyczące naruszania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Informacje zgromadzone przez Inspektorów ds. zgodności pozwalają stwierdzić, że w 2022 r. postanowienia Programów Zgodności obu operatorów były realizowane prawidłowo.

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 narodowego<sup>111</sup>). 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 jakiejkolwiek działalności gospodarczej na terytorium Polski, wskutek czego utraci on automatycznie status użytkownika systemu.

W minionym roku nie odnotowano w URE skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności są publikowane na stronie internetowej URE.

### *Wstrzymanie dostaw*

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, wstrzymanie dostaw paliw gazowych może nastąpić w przypadku, gdy: 1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw gazowych, 2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności i nie uiszczył należności, pomimo wezwania.

Zgodnie z monitoringiem przeprowadzonym przez Prezesa URE w 2022 r. doszło do wstrzymania dostaw dla 37 344 odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (z czego 35 837, tj. 95,96 proc. stanowią odbiorcy z grup taryfowych W 1-4) oraz 2 522 odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (z czego 2 323, tj. 92,11 proc. stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych). Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw (77,3 proc. gaz wysokometanowy oraz 72,1 proc. gaz zaazotowany) był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny.

<sup>111</sup>) Dz. U. z 2022 r. poz. 129 z późn. zm.

#### 4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów

Kompetencje Prezesa URE w zakresie ochrony konsumentów, rozstrzygania sporów oraz system pozasądowego rozstrzygania sporów opisane zostały w punkcie 3.2.2.2

### 4.3. Bezpieczeństwo dostaw

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 rządowej<sup>112)</sup> w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska<sup>113)</sup>, 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 2022 r. był minister właściwy do spraw energii. Kompetencje te realizował w 2022 r. Minister Klimatu i Środowiska.

Objęwały one zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938<sup>114)</sup>, tj. organu odpowiedzialnego 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.

Prowadzone w 2022 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się szczególnie do zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

Koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto w 2022 r. w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego;

- **dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Prezes URE w 2022 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2021 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 21 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2023 r. natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2022 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2022 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2023 r.;

<sup>112)</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 2512.

<sup>113)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 1949.

<sup>114)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280).

- **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;

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

Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części ograniczenia, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia. W tym miejscu należy podkreślić, że wprowadzenie ww. ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów, zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach, może mieć miejsce jedynie w sytuacjach szczególnych, tj. w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego, o którym mowa w art. 49a ust. 2 ustawy oraz gdy inne działania mające przywrócić stan bezpieczeństwa gazowego państwa okazałyby się niewystarczające. Wprowadzenie ww. ograniczeń ma pozwolić na osiągnięcie oszczędności gazu ziemnego wystarczającej dla zapewnienia bezpieczeństwa gazowego państwa oraz zagwarantować odbiorcom chronionym dostawy gazu w zakontraktowanych ilościach, pomimo obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Aktami prawnymi konstytuującymi obowiązki dotyczące sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, są ww. ustawa o zapasach oraz rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego<sup>115)</sup>. Stosownie do postanowień art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Wskazane wyżej rozporządzenie określa sposób i tryb wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, w tym:

- 1) sposób wprowadzenia ograniczeń,
- 2) rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami,
- 3) zakres i okres ochrony odbiorców przed wprowadzonymi ograniczeniami, w szczególności odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych, w przypadku:
  - a) niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym;
  - b) wystąpienia skrajnie niskich temperatur zewnętrznych w okresie największego zapotrzebowania na gaz ziemny w systemie gazowym,
- 4) zakres planów wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń,
- 5) sposób podawania do publicznej wiadomości informacji o ograniczeniach,
- 6) sposób współdziałania operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego z operatorem systemu przesyłowego gazowego w okresie trwania ograniczeń, w tym zakres przekazywanych informacji.

---

<sup>115)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach”.



Rok 2022 był pierwszym pełnym rokiem obowiązywania planów ograniczeń, opracowywanych w oparciu o znowelizowane rozporządzenie o ograniczeniach. 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.

Konieczność dostosowania zapisów rozporządzenia wynikała również z rozporządzenia nr 2017/1938. Rozporządzenie pozwoliło na skategoryzowanie odbiorców w sposób zgodny z mechanizmami tego rozporządzenia m.in. wyodrębniło grupę podlegającą ochronie w ramach solidarnego wsparcia.

Prezes URE odpowiadał w 2022 r. na liczne pisma od odbiorców ujętych ww. planach. Wiąże się to ze znaczącym przyrostem liczby odbiorców uwzględnianych w planach, co spowodowało skokowy wzrost liczby zapytań oraz różnego rodzaju propozycji w zakresie planów wprowadzania ograniczeń. Wskazani odbiorcy ze względu na rodzaj prowadzonej działalności wnosili na ogół o: (i) objęcie ich ochroną (częściową lub pełną) w zakresie stosowania ewentualnych ograniczeń w poborze gazu ziemnego, (ii) zmiany wielkości zatwierdzonych maksymalnych mocy poboru w danym stopniu zasilania, (iii) wyjaśnienia sposobu wyliczania wielkości kar pieniężnych za niestosowanie ograniczeń itp. 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. Wszelkie wątpliwości w zakresie opracowywania planów ograniczeń były na bieżąco wyjaśniane z podmiotami zainteresowanymi, a uzasadnione uwagi odbiorców uwzględniane są przez Prezesa URE w procesie opiniowania podczas prac legislacyjnych.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia o ograniczeniach plan ograniczeń składa się z dwóch części. Część pierwsza zawiera informacje dotyczące (i) okresu obowiązywania planu ograniczeń, (ii) sumarycznych maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii – określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzone w formie zestawienia, (iii) jednostek wytwórczych, o których mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia, określonych przez operatora systemu przesyłowego gazowego, po uwzględnieniu opinii operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Druga część planu zawiera informacje o średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, o której mowa w § 7 ust. 3, oraz określenie maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, z wyjątkiem odbiorców chronionych.

Operatorzy informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Zgodnie z art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Do URE wpłynęło, od obowiązanych do tego operatorów, łącznie 48 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2022/2023 (w poprzednim sezonie 2021–2022: 49 wniosków), tj. od wszystkich operatorów systemów gazowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją gazu ziemnego – tj. od 1 operatora systemu przesyłowego gazowego i 47 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów w kraju, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa pełniące funkcje operatorów systemu gazu koksowniczego nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach reguluje bowiem kwestie dotyczące gazu ziemnego, natomiast zakres ustawy – Prawo energetyczne obejmuje generalnie paliwa gazowe (w tym gaz ziemny).

W 2022 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2022/2023 Prezes URE zatwierdził 22 plany ograniczeń. Ponadto rozpatrzono 4 wnioski w sprawie zmiany zatwierdzonych planów, m.in. z powodu istotnych zmian w strukturze odbiorców. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na okres 2022/2023 były kontynuowane w 2023 r.

W 2022 r. nie wprowadzono obowiązkowych ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego miało miejsce w 2009 r. Spadek zużycia gazu ziemnego, odnotowany w 2022 r., nastąpił w wyniku przede wszystkim dostosowywania się odbiorców końcowych do znaczącego wzrostu cen gazu, ale również prowadzonych kampanii zachęcających do racjonalizacji ogrzewania pomieszczeń oraz wykorzystywania odnawialnych źródeł energii;

- **uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych. Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju w 2022 r. uwidoczniło dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma zakończenie projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz projekty międzysystemowych połączeń transgranicznych Polska-Słowacja oraz Polska-Litwa.

Terminowe sfinalizowanie wymienionych powyżej projektów budowy połączeń transgranicznych stanowi realizację celów strategicznych określonych w dokumentach takich jak „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.” a także „Plan Działań Zapobiegawczych”. Jak wskazano w ocenie ryzyka zawartej we wspomnianym dokumencie „Najpoważniejsze skutki dla systemu gazowego miałyby wstrzymanie dostaw z kierunku wschodniego przez wszystkie punkty wejścia. Ryzyko wystąpienia tego scenariusza wzrosłoby w przypadku przekierowania przesyłu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Białorusi i Ukrainy na gazociągi Nord Stream I i II.” Należy zauważyć, że opisany scenariusz w 2022 r. zmaterializował się w praktyce, jednak m.in. terminowa realizacja budowy omawianych połączeń transgranicznych pozwoliła na uniknięcie niebilansowania krajowego systemu przesyłowego. Budowa dwukierunkowych połączeń międzysystemowych: Polska-Litwa (GIPL), Polska-Słowacja, gazociągu Baltic Pipe, zgodnie z zakładanym harmonogramem, zapewniła większy poziom dywersyfikacji źródeł dostaw, poprzez dostęp do źródeł gazu zlokalizowanych w obszarze norweskiego szelfu kontynentalnego oraz integrację polskiego systemu gazowego z systemami innych państw

członkowskich UE. Realizacja wspomnianych inwestycji umożliwiła również krajom takim jak Litwa, Łotwa i Estonia dostęp do europejskiego systemu przesyłowego, a także możliwość importu gazu do Polski z terminala LNG w Kłajpedzie. Uruchomienie opisanych połączeń transgranicznych stanowi istotną część realizacji polskiej strategii w obszarze zwiększania możliwości importowych gazu ziemnego oraz przyczynia się do zwiększenia możliwości eliminacji skutków ewentualnego wystąpienia zakłócenia w dostawach przewidzianych w „Planie Działań Zapobiegawczych”. Oddanie do eksploatacji wspomnianych interkonektorów gazowych stwarza również warunki do powstania na terenie Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. Jednocześnie inwestycje te pozwalają znieść uzależnienie od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego (przez punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki), na rzecz rosnącego wolumenu dostaw gazu skroplonego oraz w ramach handlu wewnątrzspółnotowego. Jak poinformował OGP Gaz-System S.A. suma technicznych zdolności przesyłowych w punktach wejścia do systemu z UE zwiększyła się z 10,90 GWh/h według stanu na 1 stycznia 2022 r. do 33,98 GWh/h według stanu na 31 grudnia 2022 r., co stanowi wzrost o 211,7 proc. Osiągnięte efekty realizacji omawianych inwestycji, w znacznej mierze wypełniają zatem cel szczegółowy 3. zakładany w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku” dotyczący dywersyfikacji dostaw i budowy II filara zeroemisyjnego systemu energetycznego.

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 4.1.2.;

- **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”):

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- 2) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ.

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu na cele inne niż obrót tym gazem. Przykładowo, podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego są odbiorcy dokonujący przywozu gazu ziemnego na własny użytek, w tym przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, sprowadzające gaz na cele związane z własną działalnością sieciową.

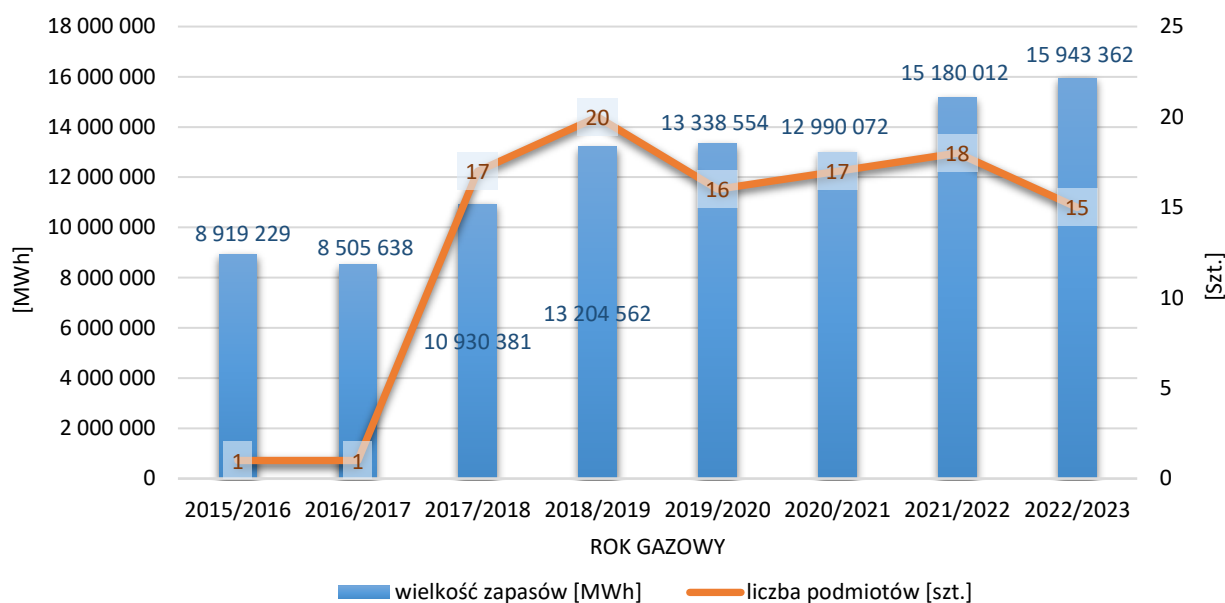
Ustawa o zapasach w 2022 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

- a) na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
- b) na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
- c) w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca). Umowa biletowa polega na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym zlecenie wykonania obowiązku utworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych innemu przedsiębiorstwu energetycznemu. Możliwe jest utworzenie zapasu na paliwie gazowym zarówno należącym do zleceniodawcy, jak i zleceniobiorcy. Tak utworzone zapasy można utrzymywać zarówno w kraju, jak i za granicą.

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. We wskazanych okresach Prezes URE zweryfikował oraz ustalił wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w łącznej wysokości 15 943 362 MWh co oznacza, że przyrost zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych

w poprzednim roku gazowym (2021/2022) wyniósł ok. 5 proc. 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 do utrzymywania zapasów obowiązkowych na dzień 1 października 2022 r.).

**Rysunek 41.** Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



Źródło: Opracowanie własne URE.

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnoszą się m.in. do ustalenia lub weryfikacji wolumenu zapasów obowiązkowych, wyrażenia zgody lub odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji obowiązku zapasowego, sankcjonowania nieprawidłowości. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego obejmuje zatem zarówno czynności poprzedzające rozpoczęcie wykonywania obowiązku jak i jego realizację.

W 2022 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych;

- **wyrażenia przez Prezesa URE zgod na zawieranie tzw. umów biletowych w celu realizacji obowiązków w obszarze zapasów**

Rok 2022 był szóstym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b ustawy o zapasach. Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Podstawowe wymogi co do treści takiej umowy zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach. Dodatkowo, ustawa ta wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów (art. 24b ust. 4).

Zgodnie z art. 24b ust. 6 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu

ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego) przed zawarciem umowy biletowej, są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1 (art. 24b ust. 7). Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie ww. umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy. Przepis ten stanowi, że Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli: (1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni.

Istotną zmianą o której należy wspomnieć w odniesieniu do obowiązku tworzenia zapasów obowiązkowych w roku gazowym 2022/2023, jest wydłużenie przez ustawodawcę wymaganego okresu dostarczenia całkowitych ilości zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z wcześniejszych 40 do 50 dni. Powyższa zmiana została wprowadzona na mocy art. 70d ustawy z 5 sierpnia 2022 r. Zmiana ta miała za zadanie umożliwić Operatorom lepsze wykorzystanie istniejących pojemności magazynowych, w obliczu możliwych zakłóceń dostaw gazu ziemnego do krajowego systemu w roku gazowym 2022/2023.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe, w 2022 r., podobnie jak rok wcześniej, szczególne znaczenie miało efektywne prowadzenie postępowań administracyjnych, gdyż zawarcie stosownej umowy warunkowane jest wyrażeniem przez Prezesa URE zgody na jej zawarcie w formie decyzji, a ta winna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku (art. 24a i n. ustawy o zapasach).

Zgodnie z powyższymi przepisami, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie umów biletowych. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2022 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2022/2023 nie spotkał się z odmową.

W sezonie 2022/2023 pięć umów biletowych dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium RP, w trzech przypadkach umowy biletowe dotyczyły utrzymywania zapasów poza terytorium RP.

Ponadto w omawianym okresie tj. do 30 września 2023 r. ustawodawca przewidział również możliwość zlecenia wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (dalej: RARS) na podstawie art. 70c ust. 1 ustawy o zapasach. W myśl tego przepisu RARS nabywa na rzecz Skarbu Państwa gaz ziemny od przedsiębiorstwa lub podmiotu oraz wstępuje w jego prawa i obowiązki wynikające z umów o świadczenie usług magazynowania zawartych z operatorem systemu magazynowania w zakresie dotyczącym zapasów obowiązkowych. W odniesieniu do roku gazowego 2022/2023 z mechanizmu tego skorzystały dwa podmioty;

- **monitorowania wypełniania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

Ustawowym narzędziem monitorowania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego są postanowienia art. 27 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o zapasach.

Zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”) były zobowiązane do przedłożenia informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2022 r. – do 20 września 2022 r.

Z kolei na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach podmioty zobowiązane winny w terminie do 15 maja 2022 r. przedstawić ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.) w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zakres oczekiwanych informacji, dotyczących działań podejmowanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku zapasowego, a przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, był tożsamy z tym wskazanym w Informacji nr 30/2019 z 23 kwietnia 2019 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego. Komunikat zwracał uwagę na fakt, że obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – art. 2 ust. 1 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko bezpośrednio związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego, dokonaniem obrotu gazem ziemnym z zagranicą czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego.

Dodatkowo, na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom, pozyskano uzupełniające informacje dotyczące wykonywania przez podmioty zobowiązane obowiązków w zakresie wywiązania się z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2023 r.

W omawianym okresie – podobnie jak w latach ubiegłych – monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane z wykorzystaniem informacji od podmiotów zobowiązanych, zgodnie z ww. zakresem, jak również informacji przekazywanych przez te podmioty we wnioskach kierowanych do Prezesa URE w innych sprawach bądź dokumentach przekazywanych w wykonaniu innych obowiązków, np. przekazywaniu informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy na podstawie art. 49c ustawy – Prawo energetyczne. Informacje pochodziły również od innych podmiotów, m.in. operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowania, innych przedsiębiorstw obrotu, a także organów administracji (np. organów celnych na podstawie art. 25 ust. 11 ustawy o zapasach). W ten sposób Prezes URE pozyskiwał w 2022 r. informacje o podmiotach pozostających dotychczas poza jakąkolwiek ewidencją urzędu i zajmujących się działalnością implikującą wskazany obowiązek (sprowadzających gaz ziemny i nie mających statusu przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą). W celu identyfikacji podmiotów zobowiązanych do realizacji przedmiotowego obowiązku wykorzystano dane z zasobów urzędu, OSP oraz Ministerstwa Finansów (podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie).

Przeprowadzany w wyżej opisany sposób monitoring wykazał, że:

- a) z obowiązku zapasowego kończącego się 30 września 2021 r. wywiązało się 14 z 15 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych, w tym 12 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. Jedno przedsiębiorstwo nie wywiązało się z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i została na nie nałożona kara pieniężna z tytułu niewywiązania się z ww. obowiązku,
- b) z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2021 r. wywiązało się 17 z 18 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie poza jednym, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 15 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. W stosunku do jednego przedsiębiorstwa Prezes URE wszczął postępowanie o nałożenie kary pieniężnej w związku z podejrzeniem niewywiązania się z obowiązku zapasowego na 1 października 2021 r. Postępowanie to zostało zakończone w 2022 r.,
- c) jedno przedsiębiorstwo naruszyło obowiązek, o którym mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, tj. nakaz wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium RP do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej wyłącznie na te potrzeby. Prezes URE wszczął w 2021 r.

postępowanie ws. nałożenia na to przedsiębiorstwo kary pieniężnej z tytułu tego naruszenia. Postępowanie to zostało zakończone w 2021 r.;

- **agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 3b, art. 24a 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 roku sprawozdawczym wyżej wskazany okres dostarczenia gazu ziemnego do systemu gazowego został wydłużony z 40 do 50 dni w wyniku nowelizacji ustawy o zapasach (dodanie art. 70d), przyjętej w ramach ustawy z 5 sierpnia 2022 r. Regulacja ta obowiązuje w terminie do 30 września 2024 r. W 2022 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach.

Z kolei stosownie do art. 24a ust. 4 ustawy o zapasach, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych powiadamia Prezesa URE o fakcie wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczania całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej na inne potrzeby w terminie 7 dni od stwierdzenia tego faktu. W sezonie gazowym 2021/2022 OGP Gaz-System S.A. poinformował Prezesa URE o wykorzystaniu przez jeden podmiot zobowiązany zdolności przesyłowych dedykowanych dostarczeniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajowej sieci przesyłowej na inne potrzeby. Na podstawie otrzymanych informacji Prezes URE wszczął i prowadził jedno postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej rzeczonemu podmiotowi. Postępowanie to zostało umorzone w 2022 r.

Natomiast zgodnie z art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12:00, przekazuje Prezesowi URE informacje o:

- a) terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione,
- b) przedsiębiorstwach energetycznych i podmiotach, o których mowa w art. 52 ust. 7 pkt 1, od których zostały odebrane zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w tej dobie gazowej.

W 2021 r. 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.

## 5. POSTĘPOWANIA ANTYMONOPOŁOWE W SPRAWACH PRAKTYK OGRANICZAJĄCYCH KONKURENCJĘ ORAZ INNE DZIAŁANIA PODEJMOWANE W STOSUNKU DO PRZEDSIĘBIORSTW Z SEKTORA ENERGETYCZNEGO PROWADZONE PRZEZ PREZESA UOKiK<sup>116)</sup>

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

W 2022 r. Prezes UOKiK prowadził szereg postępowań dotyczących koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej (w części tych spraw postępowania rozpoczęły się w 2021 r., a zakończyły wydaniem decyzji w 2022 r.).

1. Decyzja nr DKK – 82/2022 z 16 marca 2022 r. – zgoda warunkowa Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na połączeniu Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku oraz Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. z siedzibą w Warszawie (sygnatura akt DKK-1.421.29.2021.MAB).

W postępowaniu dotyczącym zamiaru połączenia Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku oraz Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. z siedzibą w Warszawie, Prezes Urzędu po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, biorąc pod uwagę pozycję rynkową uczestników koncentracji na krajowych rynkach hurtowej i detalicznej sprzedaży gazu ziemnego oraz na rynku magazynowania tego paliwa, postanowił zastosować art. 19 ust. 1 i 2 przepisów ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów<sup>117)</sup>. Stosownie do treści tego przepisu, Prezes Urzędu, w drodze decyzji, wydaje zgodę na dokonanie koncentracji, gdy – po spełnieniu przez przedsiębiorców zamierzających dokonać koncentracji określonych warunków – konkurencja na rynku nie zostanie istotnie ograniczona, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Prezes Urzędu może na przedsiębiorcę lub przedsiębiorców, zamierzających dokonać koncentracji, nałożyć obowiązek lub przyjąć ich zobowiązanie, w szczególności do:

- a) zbycia całości lub części majątku jednego lub kilku przedsiębiorców,
- b) wyzbycia się kontroli nad określonym przedsiębiorcą lub przedsiębiorcami, w szczególności przez zbycie określonego pakietu akcji lub udziałów, lub odwołania z funkcji członka organu zarządzającego lub nadzorczego jednego lub kilku przedsiębiorców,
- c) udzielenia licencji praw wyłącznych konkurentowi, określając w decyzji termin spełnienia tych warunków.

Warunki, które mogą być nałożone na przedsiębiorcę lub przedsiębiorców w decyzji wyrażającej zgodę na dokonanie koncentracji, nie są w treści omawianego artykułu wymienione w sposób wyczerpujący, co wyraźnie wynika z użytego przez ustawodawcę zwrotu „w szczególności”. Wskazane w tym przepisie warunki są jedynie przykładowe, co oznacza, że stosownie do okoliczności mogą one przyjmować różną treść. W każdym jednak przypadku realizacja ich powinna doprowadzić do stanu, w którym koncentracja nie będzie źródłem istotnego ograniczenia konkurencji na rynku.

<sup>116)</sup> Na podstawie informacji przekazanych przez Prezesa UOKiK.

<sup>117)</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 275 z późn. zm., dalej: „Ustawa”.



Wskazane wyżej czynności służą przede wszystkim zredukowaniu siły rynkowej przedsiębiorców objętych koncentracją i przez to utrzymaniu (względnie przywróceniu) efektywnej konkurencji, która byłaby zakłócona w wyniku koncentracji (dokonanej bez wprowadzenia i wykonania warunków modyfikujących).

Zgodnie z wydaną decyzją transakcja może dojść do skutku pod warunkiem sprzedaży spółki Gas Storage Poland – zarządzającej magazynami gazu należącymi do PGNiG. Dzięki rozdzieleniu własności magazynów od ich zarządzania, zdaniem Prezesa UOKiK, zwiększy się dostępność do tej infrastruktury dla podmiotów zewnętrznych tj. konkurentów PGNiG i Orlen. Istotą warunku jest także to, że nabywca spółki Gas Storage Poland nie może prowadzić działalności na rynkach obrotu gazem ziemnym. Ponadto, zgodnie z ww. decyzją, nabywca musi zostać zaakceptowany przez Prezesa UOKiK. Warunek ma obowiązywać dopóki udział połączonego podmiotu w rynku magazynowania gazu w Polsce będzie wynosił powyżej 40 proc.

Wykonanie warunku wskazanego w omawianej decyzji oznaczać będzie, że na rynku magazynowania gazu ziemnego będzie działał niezależny od Orlen i PGNiG podmiot, co spowoduje, że nie dojdzie do wertykalnego zintegrowania działalności uczestników koncentracji na tym rynku oraz krajowych rynkach hurtowej i detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W opinii Prezesa Urzędu realizacja warunku doprowadzi do łatwiejszego i lepszego dostępu do magazynów gazu ziemnego konkurentom uczestników koncentracji. Powinno to stworzyć bardziej sprzyjające warunki do zwiększenia importu gazu ziemnego przez te podmioty (konkurentów), gdyż spełnienie obowiązków nakładanych przez prawo energetyczne na importerów w zakresie magazynowania gazu będą łatwiejsze do zrealizowania, i dzięki temu może pojawić się więcej niezależnych ofert na gaz ziemny zarówno w hurtowej jak i detalicznej sprzedaży gazu ziemnego.

Pozostałe postępowania w sprawie koncentracji zakończyły się wydaniem zgody na dokonanie koncentracji w oparciu o art. 18 Ustawy. Zgodnie z tym artykułem Prezes Urzędu, w drodze decyzji, wydaje zgodę na dokonanie koncentracji, w wyniku której konkurencja na rynku nie zostanie istotnie ograniczona, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Były to postępowania zakończone wydaniem następujących decyzji:

2. Decyzja nr DKK-3/2022 z 10 stycznia 2022 r. – zgoda na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie i TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach wspólnego przedsiębiorcy, na zasadach określonych we wniosku.
3. Decyzja nr DKK-5/2022 z 13 stycznia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez SCA Forest Products AB z siedzibą w Sundsvall, Szwecja oraz St1 Sverige AB z siedzibą w Sundbyberg, Szwecja trzech wspólnych przedsiębiorców na zasadach określonych we wniosku.
4. Decyzja nr DKK-14/2022 z 19 stycznia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez BASF Scherzheide GmbH z siedzibą w Scherzheide (Niemcy) oraz envia Mitteldeutsche Energie AG z siedzibą w Chemnitz (Niemcy) wspólnego przedsiębiorcy, na zasadach określonych we wniosku.
5. Decyzja DKK-20/2022 z 25 stycznia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na powołaniu przez SABIC Industrial Investments Company z siedzibą w Rijadzie, Arabia Saudyjska oraz Fujian Fuhua Gulei Petrochemical Co., Ltd. z siedzibą w Zhangzhou, Chińska Republika Ludowa wspólnego przedsiębiorcy pod firmą SABIC FUJIAN Petrochemicals Co. Ltd. z siedzibą w Zhangzhou, Chińska Republika Ludowa.
6. Decyzja nr DKK-36/2022 z 8 lutego 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu wspólnego przedsiębiorcy przez Voith Hydro GmbH & Co. KG z siedzibą w St. Pölten, Austria, Verbund Hydro Power GmbH z siedzibą w Wiedniu, Austria oraz Mekorot Water Company Ltd. z siedzibą w Tel Awiwie, Izrael.
7. Decyzja DKK-49/2022 z 14 lutego 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu trzech wspólnych przedsiębiorców przez ENGIE S.A. z siedzibą w Courbevoie, Francja oraz EDP Renováveis S.A. z siedzibą w Oviedo, Hiszpania.

8. Decyzja nr DKK-51/2022 z 15 lutego 2022 r. zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Polish Enterprise Funds SCA z siedzibą w Luksemburgu (Wielkie Księstwo Luksemburga) kontroli nad Ekoenergetyka – Polska S.A. z siedzibą w Zielonej Górze, która będzie sprawowana wspólnie z pozostałymi udziałowcami Ekoenergetyka – Polska S.A.
9. Decyzja nr DKK-64/2022 z 24 lutego 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Ørsted AS oraz TotalEnergies Holding Netherlands wspólnego przedsiębiorcy.
10. Decyzja nr DKK-66/2022 z 28 lutego 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Cemex Zement GmbH z siedzibą w Rüdersdorf bei Berlin, Niemcy, Enertrag SE z siedzibą w Dauerthal, Niemcy oraz Sasol Germany GmbH z siedzibą w Hamburgu, Niemcy, wspólnego przedsiębiorcy z siedzibą w Rüdersdorf bei Berlin, Niemcy.
11. Decyzja nr DKK-74/2022 z 4 marca 2022 r. – zgoda na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Allianz Renewable Energy Partners Luxembourg VI S.A. z siedzibą w Hamburgu, Niemcy, BASF SE z siedzibą w Ludwigshafen, Niemcy i Vattenfall Duurzame Energie N.V. z siedzibą w Amsterdamie, Holandia, wspólnego przedsiębiorcy, na zasadach określonych we wniosku.
12. Decyzja nr DKK-85/2022 z 16 marca 2022 r. – zgoda Prezesa Urzędu na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez ROSSI Biofuel Zrt. z siedzibą w Komárom, Węgry kontroli nad LOTOS Biopaliwa sp. z o.o. z siedzibą w Czechowicach-Dziedzicach.
13. Decyzja nr DKK-90/2022 z 28 marca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez BASF SE z siedzibą w Ludwigshafen nad Renem, Niemcy oraz Vattenfall Duurzame Energie N.V. z siedzibą w Amsterdamie, Holandia, wspólnego przedsiębiorcy.
14. Decyzja nr DKK-92/2022 z 31 marca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Taaleri Energia Holdigns oraz Masdar CES Europe wspólnego przedsiębiorcy.
15. Decyzja nr DKK-93/2022 z 7 kwietnia 2022 r. zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Ørsted Wind Power A/S z siedzibą w Fredericii, Dania, oraz ZE PAK S.A. z siedzibą w Koninie pięciu wspólnych przedsiębiorców.
16. Decyzja nr DKK-106/2022 z 25 kwietnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Davidson Kempner Capital Management PL kontroli nad Nynas AB.
17. Decyzja nr DKK-127/2022 z 24 maja 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez MR Beteiligungen 2 GmbH oraz Hydro REIN Invest AS wspólnego przedsiębiorcy.
18. Decyzja DKK nr 136/2022 z 7 czerwca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad Collfield Investments sp. z o. o. z siedzibą w Krakowie.
19. Decyzja nr DKK-145/2022 z 15 czerwca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez BP Exploration Operating Company Limited oraz ENI International B.V. wspólnego przedsiębiorcy.
20. Decyzja nr DKK152/2022 z 4 lipca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Northland Power Inc. z siedzibą w Toronto, Kanada oraz RWE Renewables GmbH z siedzibą w Essen, Niemcy, wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Nordsee Two GmbH z siedzibą w Oststeinbek, Niemcy.
21. Decyzja nr DKK153/2022 z 4 lipca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez MGRES 2 Feijao Investments S.à r.l. z siedzibą w Luksemburgu, Wielkie Księstwo Luksemburga oraz Hydro REIN Feijao Holding BV z siedzibą w Rotterdamie, Holandia trzech wspólnych przedsiębiorców z siedzibami w Brazylii.
22. Decyzja nr DKK-158/2022 z 7 lipca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Unimot Investments sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie kontroli nad Lotos Terminale S.A. z siedzibą w Czechowicach-Dziedzicach.
23. Decyzja nr DKK-159/2022 z 8 lipca 2022 r. zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Samsung Solar Energy 2, LLC z siedzibą w Commerce, Kalifornia,

- Stany Zjednoczone, oraz SE US Development, LLC z siedzibą w Redwood City, Kalifornia, Stany Zjednoczone, wspólnego przedsiębiorcy.
24. Decyzja nr DKK-175/2022 z 21 lipca 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez SSE Renewables International Holdings Limited z siedzibą w Perth, Szkocja oraz Acciona Energia Global, S.L. z siedzibą w Madrycie, Hiszpania wspólnego przedsiębiorcy.
  25. Decyzja nr DKK-196/2022 z 18 sierpnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK polegającej na utworzeniu przez SK Gas Co., Ltd. z siedzibą w Seongnam-si, Republika Korei, Air Liquide Korea Co., Ltd. z siedzibą w Seulu, Republika Korei, oraz Lotte Chemical Corporation z siedzibą w Seulu, Republika Korei, wspólnego przedsiębiorcy.
  26. Decyzja nr DKK-197/2022 z 18 sierpnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Energetykę Raków sp. z o.o. kontroli nad EL-CZE sp. z o.o.
  27. Decyzja nr DKK-204/2022 z 24 sierpnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Mirova Energy Transition 5 S.L.P. z siedzibą w Paryżu, Francja oraz Clean H2 Infra Fund S.L.P. z siedzibą w Paryżu, Francja, wspólnego przedsiębiorcy.
  28. Decyzja nr DKK-214/2022 z 31 sierpnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Juwi GmbH z siedzibą w Wörrstadt, Niemcy, oraz wpd Windpark 613 GmbH & Co.KG z siedzibą w Bremen, Niemcy, wspólnego przedsiębiorcy.
  29. Decyzja nr DKK-215/2022 z 31 sierpnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez POLENERGIA S.A. oraz Modus Energy AB wspólnego przedsiębiorcy.
  30. Decyzja DKK nr 220/2022 z 12 września 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Abu Dhabi National Oil Company z siedzibą w Abu Zabi, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Abu Dhabi Future Energy Company PJSC z siedziba w Abu Zabi, Zjednoczone Emiraty Arabskie oraz Mamoura Diversified Global Holding PJSC z siedzibą w Abu Zabi, Zjednoczone Emiraty Arabskie wspólnego przedsiębiorcy.
  31. Decyzja nr DKK-247/2022 z 12 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez EDF INTERNATIONAL S.A.S. z siedzibą w Puteaux, Francja oraz Mescat Middle East DMCC z siedzibą w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie dwóch wspólnych przedsiębiorców z siedzibą w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.
  32. Decyzja nr DKK-258/2022 z 25 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz Eni Qatar B.V. z siedzibą w Amsterdamie, Królestwo Niderlandów wspólnego przedsiębiorcy.
  33. Decyzja nr DKK-259/2022 z 25 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz Shell Gas B.V. z siedzibą w Hadze, Królestwo Niderlandów wspólnego przedsiębiorcy.
  34. Decyzja nr DKK-260/2022 z 25 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz ExxonMobil Ventures Cyprus Limited z siedzibą w Nikozji, Cypr, wspólnego przedsiębiorcy.
  35. Decyzja nr DKK-261/2022 z 25 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz ConocoPhillips Qatar B.V. z siedzibą w Hadze, Królestwo Niderlandów wspólnego przedsiębiorcy.
  36. Decyzja nr DKK-262/2022 z 27 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz TotalEnergies EP Qatar S.A.S. z siedzibą w Courbevoie, Francja, wspólnego przedsiębiorcy.
  37. Decyzja nr DKK-263/2022 z 27 października 2022 r. zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez TotalEnergies Gaz & Electricité Holdings SAS z siedzibą w Courbevoie, Francja, oraz Engie Energy Services SA z siedzibą w Paryżu, Francja, wspólnego przedsiębiorcy.

38. Decyzja nr DKK-264/2022 z 28 października 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez RWE Eolien en Mer France SAS oraz Total Energies Renewables SAS wspólnego przedsiębiorcy.
39. Decyzja nr DKK-273/2022 z 4 listopada 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez II Renewable Energy Europe B.V. oraz OX2 Holding Sweden 3 AB wspólnego przedsiębiorcy.
40. Decyzja nr DKK-274/2022 z 11 listopada 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy z siedzibą w Dosze, Katar oraz Arabian Chevron Phillips Petrochemical Company LLC z siedzibą w Hamilton, Bermudy wspólnego przedsiębiorcy.
41. Decyzja nr DKK-291/2022 z 22 listopada 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Hynamics société par actions simplifiée z siedzibą w Neuilly-sur-Seine Francja oraz Vicat société anonyme à conseil d'administration z siedzibą w L'Isle-d'Abeau, Francja wspólnego przedsiębiorcy.
42. Decyzja nr DKK-304/2022 z 9 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Exilion Tuulihankkeet Ky oraz BayWe r.e. Nordic AB wspólnego przedsiębiorcy.
43. Decyzja nr DKK-310/2022 z 19 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez NALA Renewables Limited oraz CEE EQUITY PARTNERS UK LIMITED wspólnego przedsiębiorcy.
44. Decyzja nr DKK324/2022 z 22 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez VIP II Green B.V. z siedzibą w Rotterdamie (Holandia) kontroli nad Vortex Energy S.A. z siedzibą w Szczecinie.
45. Decyzja nr DKK-328/2022 z 29 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar oraz Shell Gas B.V. z siedzibą w Hadze, Królestwo Niderlandów wspólnego przedsiębiorcy.
46. Decyzja nr DKK-329/2022 z 29 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar, oraz ConocoPhillips Qatar B.V. z siedzibą w Hadze, Królestwo Niderlandów, wspólnego przedsiębiorcy.
47. Decyzja nr DKK-330/2022 z 29 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez QatarEnergy Oil and Gas (1) Q.S.C. z siedzibą w Dosze, Katar, oraz TotalEnergies EP Qatar S.A.S. z siedzibą w Courbevoie, Francja, wspólnego przedsiębiorcy.
48. Decyzja nr DKK-331/2022 z 30 grudnia 2022 r. – zgoda Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Saudi Arabian Oil Company oraz Korea Electric Power Corporation wspólnego przedsiębiorcy.

## **5.2. Prowadzone przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjne w sprawie praktyk ograniczających konkurencję**

W 2022 r. Prezes UOKiK prowadził jedno postępowanie administracyjne w sprawach praktyk ograniczających konkurencję. Było to postępowanie wyjaśniające, w sprawie wstępnego ustalenia, czy mogło dojść do nadużywania przez sprzedawców energii elektrycznej w trybie sprzedaży rezerwowej (w tym przez Energa Obrót S.A. z siedzibą w Gdańsku) pozycji dominującej na rynku rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na obszarach dystrybucji energii elektrycznej poszczególnych operatorów, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy (sygn. RŁO.400.8.2019). W postępowaniu zgromadzono dane od wszystkich operatorów dystrybucyjnych i sprzedawców zasiedziały odnośnie wolumenu sprzedaży, cen i udziałów w rynku. Analizowane jest na podstawie tych danych czy ceny sprzedaży rezerwowej w 2018 r. nie były nadmiernie wygórowane. Postępowanie jest w toku.

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

W 2022 r. sygnały otrzymywane przez Prezesa UOKiK nie dały podstaw do podjęcia działań (w szczególności prowadzenia postępowań wyjaśniających lub antymonopolowych) innych niż wskazane w pkt 5.1.-5.2. Prezes UOKiK uważnie przygląda się działaniom przedsiębiorców działających na rynkach produkcji i dystrybucji energii elektrycznej, wnikliwie analizując wszelkie wpływające informacje o potencjalnych nieprawidłowościach. W przypadku powzięcia podejrzenia stosowania praktyk ograniczających konkurencję podejmuje stosowne działania w ramach posiadanych uprawnień.

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

W 2022 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań w celu promowania transparentności rynku.

### **5.5. Działania podjęte przez Prezesa UOKiK w celu zapewnienia wystarczającej różnorodności uczestników rynku i zwiększenia konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym**

W 2022 r. Prezes UOKiK podejmował działania w zakresie branży fotowoltaiki, które miały na celu ochronę prosumentów w relacjach z przedsiębiorcami świadczącymi usługi sprzedaży i montażu mikroinstalacji fotowoltaicznych. Działania te należy rozpatrywać również jako mające na celu zapewnienie różnorodności uczestników rynku energii elektrycznej poprzez nadzorowanie prawidłowości funkcjonowania obszaru prosumenckiego. W 2021 r. do Prezesa UOKiK trafiło ponad 120 skarg związanych z fotowoltaiką. Najczęściej dotyczyły obciążania klientów wysokimi kosztami przy odstąpieniu od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa oraz braku w umowie terminu jej wykonania lub niewywiązywania się z niego. Konsumenci zgłaszali także możliwość wprowadzenia w błąd co do ostatecznych kosztów wykonania instalacji oraz stosowania postanowień abuzywnych. Problemem jest również natrętny marketing telefoniczny przy użyciu botów. Prezes Urzędu wszczął postępowania o naruszanie zbiorowych interesów konsumentów oraz o uznanie postanowień wzorców umów za niedozwolone przeciw spółkom FG Energy z siedzibą w Krakowie (obecnie BO Energy) oraz Krajowy Projekt Energetyczny (KPE) z Torunia. Wszczęto również szereg postępowań wyjaśniających wobec kolejnych przedsiębiorców. W grudniu 2022 r. wydano decyzję stwierdzającą naruszenie zbiorowych interesów konsumentów przez BO Energy (dawniej FG Energy), poprzez stosowanie praktyk polegających m.in. na:

- a) wprowadzaniu w błąd co do wyrażenia zgody na natychmiastowe rozpoczęcie prac i związane z tym koszty. FG Energy w dziale „Promocje” umieszczała usługę „Montaż Ekspres”, która tak naprawdę nie wiązała się z korzyściami dla konsumenta, ponieważ zgoda na natychmiastowe rozpoczęcie prac i zapłata za nie, nie miały wpływu na końcowy termin prac,
- b) utrudnianiu odstąpienia od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa. FG Energy wskazywała w umowach, że konsument „wraz z rozpoczęciem montażu utraci przysługujące mu prawo do odstąpienia od umowy”. Wyłączenie możliwości odstąpienia od umowy jest możliwe w sytuacji gdy przedmiotem świadczenia są rzeczy, które po dostarczeniu zostają nierozłącznie połączone z innymi. Zdaniem Prezesa UOKiK elementy instalacji fotowoltaicznej nie są nierozzerwalnie połączone ze sobą nawzajem ani z podłożem, na którym są zamontowane,

- c) wprowadzaniu w błąd co do „darmowego” audytu. Pomimo przekazów marketingowych o „bezpłatnym” audycie, z zapisów w umowach wynikało, że w przypadku odstąpienia od umowy spółka naliczała opłaty za tę usługę,
  - d) nieuprawnionym powoływaniu się na instytucje rządowe. Jak wynika ze skryptów dla przedstawicieli handlowych, FG Energy powoływała się w rozmowach z klientami na współpracę z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, choć taka współpraca nie ma miejsca.
- W ww. decyzji nałożono na przedsiębiorcę karę pieniężną w wysokości łącznie ponad 28 mln zł.