



Urząd Regulacji
Energetyki

RAPORT KRAJOWY

PREZESA
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

2024

LIPIEC 2024



SPIS TREŚCI

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	5
1. Słowo wstępne	8
2. Zmiany prawne i regulacyjne na rynku energii elektrycznej i gazu.....	9
3. Rynek energii elektrycznej	14
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu	14
3.1.1. Unbundling	14
3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci	15
3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych	18
3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci	20
3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	25
3.1.6. Kwestie transgraniczne	33
3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci	37
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	50
3.2.2. Rynek detaliczny	56
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	57
3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów	64
4. Rynek gazu ziemnego	69
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	82
4.1.3. Kwestie transgraniczne	82
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	104
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	106
4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów	110
4.3. Bezpieczeństwo dostaw	110

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
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	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819 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 z późn. zm.)
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 z 7 października 2022 r.	ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 1704 z późn. zm.)
ustawa z 15 grudnia 2022 r.	ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2024 r. poz. 303)
ustawa z 28 lipca 2023 r.	ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681)
ustawa z 17 sierpnia 2023 r.	ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1762)
ustawa z 7 grudnia 2023 r.	ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz. U. z 2023 r. poz. 2760)
ustawa – Prawo energetyczne, ustawa	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 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 z późn. zm.)
ustawa o odnawialnych źródłach energii, ustawa o OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131)
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 2023 r. poz. 1650 z późn. zm.)

Stan prawny na 12 lipca 2024 r.

1. SŁOWO WSTĘPNE

Szanowni Państwo,

niniejszy Raport Krajowy Prezesa URE stanowi dogłębne spojrzenie na sytuację na polskim rynku energii elektrycznej i gazu w 2023 r.

Rok 2023 był czasem dynamicznych zmian w polskiej i europejskiej energetyce, związanych zarówno z sytuacją geopolityczną, jak i przyspieszającym procesem transformacji.

W 2023 roku sytuacja na rynkach energii elektrycznej oraz surowców energetycznych zaczęła się stabilizować, jednak ceny prądu, gazu oraz ciepła przez cały ubiegły rok utrzymywały się na poziomie znacząco wyższym od tego sprzed kryzysu energetycznego. Z tego powodu odbiorcy objęci byli osłonowymi rozwiązaniami prawnymi, które polegały m.in. na ustaleniu ceny maksymalnej nośników energii. Zamrożenie cen nie oznaczało jednak pozbawienia Prezesa URE obowiązku zatwierdzenia taryf na sprzedaż oraz dystrybucję energii, gazu i ciepła, które stanowiły m.in. podstawę do wypłacania rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym. Jednocześnie regulator konsekwentnie podkreślał potrzebę podjęcia dyskusji o powrocie do mechanizmów rynkowych w energetyce.

W 2023 r. miały miejsce gruntowne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, które implementują do polskiego porządku prawnego zapisy dyrektywy 2019/944 oraz dyrektywy RED II¹⁾. Nowe regulacje stanowią kolejny istotny krok w procesie transformacji energetycznej, umożliwiając przyspieszenie rozwoju energetyki odnawialnej i lokalnej, realne uruchomienie produkcji biogazu, czy też testowanie nowych rozwiązań w energetyce.

Dokładny opis stanu rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2023 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.



¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U.UE.L.2018.328.82).

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

Podstawowym aktem prawnym określającym kompetencje Prezesa URE pozostaje ustawa – Prawo energetyczne, jednak na przestrzeni lat wiele innych obowiązków regulatora zostało określonych również w innych przepisach prawa, w tym regulacjach unijnych stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowego porządku prawnego. W rezultacie kompetencje Prezesa URE zostały umiejscowione w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku (w 2023 r. było to 17 ustaw oraz 21 rozporządzeń unijnych). Przy czym podkreślenia wymaga, że powyższemu rozszerzaniu nie towarzyszy adekwatne wzmacnianie zasobów w dyspozycji Prezesa URE – zdefiniowanie nowych zadań w 2023 r. w regulacjach prawnych, nie wiązało się w większości przypadków z przyznaniem Urzędowi środków finansowych na ich realizację.

Zmiany prawne i regulacyjne

Rok 2023 przebiegał pod znakiem intensywnych prac legislacyjnych.

W 2023 r. miała miejsce obszerna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dokonana ustawą z 28 lipca 2023 r. Ustawa implementuje do polskiego porządku prawnego szereg aktów prawa europejskiego z obszaru energetyki, w tym dyrektywę 2019/944.

Ustawa wprowadziła istotne zmiany w dotychczasowych regulacjach oraz nowe instytucje i nowych uczestników rynku. Dzięki szeregowi prorynkowych i prokonsumenckich rozwiązań polski rynek energii będzie bardziej konkurencyjny i otwarty na zmiany, jakim podlega energetyka w dobie transformacji. Do najistotniejszych rozwiązań należą:

- odbiorca aktywny,
- agregatorzy,
- obywatelskie społeczności energetyczne,
- umowy z ceną dynamiczną.

Zgodnie z nowymi przepisami, od sierpnia 2024 r. w całej Polsce będą mogły funkcjonować obywatelskie społeczności energetyczne (OSE). Głównym celem OSE ma być zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla ich członków, udziałowców, wspólników lub obszarów, na których OSE będzie prowadziła działalność. Przedmiotem działalności OSE może być wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, zużywanie, agregacja lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom. Jednocześnie odbiorca przystępujący do OSE zachowuje pełnię praw konsumenckich. Stworzenie ram prawnych działania OSE ma na celu umożliwienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredniego udziału w wytwarzaniu i dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami. Celem wprowadzenia tego rozwiązania jest zapewnienie członkom społeczności przystępnej cenowo energii elektrycznej oraz zwiększenie efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych, dzięki zmniejszeniu zużycia energii elektrycznej i obniżeniu ceny jej dostaw. Rozpoczęcie działalności przez OSE wymaga wpisu do wykazu, który prowadzi Prezes URE.

Od sierpnia 2024 r. odbiorcy będą mieli prawo do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z każdym sprzedawcą, który obsługuje ponad 200 tys. odbiorców. Cena energii w takiej umowie będzie odzwierciedlała wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego. Skorzystać z takiej oferty będzie mógł tylko odbiorca posiadający zainstalowany licznik zdalnego odczytu. Dlatego wejście w życie ceny dynamicznej jest ściśle powiązane z momentem zainstalowania takich liczników, uruchomienia systemów zdalnego

odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Utworzenie tych systemów stworzy możliwości porównania cen i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności. Sprzedawcy energii stosujący umowy z ceną dynamiczną zostali zobowiązani do informowania odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z takimi umowami. Na regulatora został nałożony obowiązek monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej związanej z cenami dynamicznymi. Prezes URE corocznie będzie też publikował raport dotyczący segmentu rynku, w którym stosowane są ceny dynamiczne.

Ustawa wprowadziła również nowe uprawnienia i obowiązki dla odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych (m.in. tzw. piaskownica regulacyjna), jak również dokonano zmian w zakresie istniejących regulacji m.in. w obszarze koncesjonowania, taryfowania i sprzedaży rezerwowej.

W zakresie koncesjonowania, ustawodawca, na wniosek regulatora, wprowadził dodatkową przesłankę udzielenia, zmiany lub cofnięcia koncesji, którą będzie rękojmią prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Prezes URE będzie mógł teraz odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Podobnie regulator będzie mógł cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres w przypadku stwierdzenia, że koncesjonariusz nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej.

Od czasu uruchomienia CSIRE wprowadzone zostaną nowe zasady sprzedaży rezerwowej dla odbiorców energii elektrycznej, które będą uwzględniały zautomatyzowany obieg informacji o rynku energii między użytkownikami centralnego systemu. Dzięki temu procedura uruchamiania sprzedaży rezerwowej zostanie uproszczona, przy jednoczesnym zwiększeniu poziomu ochrony i bezpieczeństwa odbiorców. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będzie obowiązywała na czas nieokreślony i zostanie rozwiązana z chwilą zawarcia przez odbiorcę umowy z nowym sprzedawcą energii. Jednocześnie cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej będzie wyższa od tej na rynku konkurencyjnym, co ma zmobilizować odbiorcę końcowego do jak najszybszego dokonania wyboru nowego sprzedawcy.

Należy również wskazać na zmiany w zakresie umów sprzedaży paliw i energii, w tym obowiązków związanych z zawieraniem umów:

- kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych,
- dystrybucji ze sprzedawcą w celu realizacji umów kompleksowych,
- o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych według wzorca umowy opracowanego przez operatora.

Ponadto wprowadzono obowiązek przekazywania streszczenia kluczowych postanowień umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz szereg obowiązków informacyjnych (m.in. o zmianach cen i stawek opłat i możliwych oszczędnościach). Nowelizacja wyposażała odbiorców końcowych w uprawnienie do zawiadamiania Prezesa URE o podejrzeniach naruszenia obowiązków operatorów systemu dystrybucyjnego i przesyłowego, nakładając tym samym na organ regulacyjny obowiązek przekazania tym odbiorcom informacji o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia.

Organ regulacyjny wyposażony został w uprawnienia do prowadzenia nowych rejestrów i wykazów, tj. wykazu agregatorów, wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, a także porównywarki ofert sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto powyższa nowelizacja uszczegółowiła regulacje w zakresie linii bezpośrednich, rozszerzając tym samym kompetencje Prezesa URE (prowadzenie wykazu linii bezpośrednich i jego publikacja w BIP URE). Zaktualizowano także przepisy dotyczące przygotowania planów rozwoju sieci, umieszczając także w tym obszarze zagadnienia dotyczące realizacji inwestycji priorytetowych (zadanie Prezesa URE dotyczące opracowywania wytycznych i zaleceń oraz uzgadniania).

Prezes URE opracowuje także wytyczne i zalecenia dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności, jak również ocenia rynek usług elastyczności. Zatwierdza metody alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami oraz gromadzi sprawozdania operatorów systemów przesyłowych oraz dystrybucyjnych (mechanizmy redysponowania). Ustawa zawiera obszerną zmianę związaną z wymogami dotyczącymi przygotowania i zatwierdzania IRiESP i IRiESD. Ponadto uzupełniono zakres kompetencji Prezesa URE o uzgadnianie planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, jak

również wskazano ten organ jako właściwy do wykonywania zadań związanych z utworzeniem regionalnego centrum koordynacyjnego (zatwierdzenia wniosku o utworzenie tego centrum czy kosztów związanych z jego działalnością), pod warunkiem ulokowania takiego centrum na terytorium Polski. Powyższą ustawą dokonano także zmian ustawy OZE wprowadzając m.in. przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii (tzw. peer-to-peer).

Kolejną istotną, obszerną zmianą w roku sprawozdawczym była zmiana ustawy o OZE dokonana ustawą z 17 sierpnia 2023 r. Nowelizacja ta zmieniła zakres przedmiotu ustawy, wprowadzając regulacje w zakresie wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biometanu w instalacji OZE. Mechanizmy i instrumenty wspierające dotychczas wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz biogazu rolniczego i ciepła objęły także wytwarzanie biometanu w instalacjach OZE. Ponadto biometan, ciepło, chłód, wodór odnawialny, biogaz oraz biogaz rolniczy zostały objęte systemem wydawania gwarancji pochodzenia.

Nowelizacja ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy ustawy w tym zakresie, a inne dotyczące m.in. tego rodzaju wsparcia zostały odpowiednio zmienione. Wprowadzono nowe regulacje w systemie wsparcia FIT (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW) i systemie wsparcia FIP (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) dla instalacji zmodernizowanych wykorzystujących biogaz, hydroenergię czy też biomasę. Nowe zasady wsparcia dla instalacji zmodernizowanych zostały wprowadzone również do systemu aukcyjnego. Należy zwrócić uwagę na nową formę aukcji tj. aukcję na wsparcie operacyjne dedykowane podmiotom, które korzystały już z mechanizmów przewidzianych przepisami ustawy OZE, a którym upłynął już okres wsparcia. Nowe wsparcie operacyjne przewidziano również dla instalacji OZE korzystających ze wsparcia w oparciu o zasady systemu FIP. Możliwość skorzystania przez wytwórców ze wsparcia dla zmodernizowanych jednostek oraz wsparcia operacyjnego, została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym.

Znowelizowane przepisy ustawy OZE zawierają również postanowienia mające na celu usprawnienie działalności spółdzielni energetycznych oraz klastrów energii.

W zakresie klastrów, opracowane zostały regulacje obejmujące modyfikację definicji klastra energii, wzmacniając rolę jednostek samorządu terytorialnego (gmin, powiatów), a także określając obszar działania klastra, rolę koordynatora klastra oraz zakres i treść porozumienia o utworzeniu klastrów energii. Zmodyfikowano przy tym zasady współpracy klastrów z operatorami systemów energetycznych dystrybucyjnych oraz sprzedawcami energii. Istotnym elementem wprowadzonych zmian są przepisy ustanawiające realne wsparcie dla klastrów energii w postaci ulg w uiszczaniu opłat dystrybucyjnych, opłat związanych z systemami wsparcia OZE, wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywności energetycznej, które w założeniu mają przyspieszyć rozwój klastrów. Warunkiem skorzystania z tych ulg jest uzyskanie wpisu do rejestru klastrów prowadzonego przez Prezesa URE oraz spełnienia minimalnych wymogów stawianych klastrowi energii co do zużycia energii z OZE, mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych i magazynów energii oraz pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną własną produkcją. Możliwość skorzystania z tych przepisów została również uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej.

W przypadku spółdzielni energetycznych, znowelizowane zostały w szczególności regulacje dotyczące: definicji spółdzielni energetycznej i członka spółdzielni energetycznej, obszaru działania spółdzielni, ulg przysługujących spółdzielni energetycznej, obowiązków operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawców energii względem spółdzielni. Jednocześnie znowelizowane przepisy ustawy – Prawo energetyczne przewidują preferencje dla przyłączenia spółdzielni energetycznej do sieci elektroenergetycznej.

Ustawą uregulowano również możliwość współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej (tzw. cable pooling). Polega ona na wykorzystaniu zabezpieczonych zdolności przesyłu energii, np. dla powstałej

wcześniej elektrowni wiatrowej, do uruchomienia w tej samej lokalizacji (na tym samym przyłączy) elektrowni fotowoltaicznej. Co istotne, nowa infrastruktura może należeć do tego samego lub różnych inwestorów. W tej sytuacji obie inwestycje współdzielą infrastrukturę energetyczną, a ich działanie jest bardziej zrównoważone pod względem profilu wytwarzania. Nowelizacja przewiduje współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez beneficjentów aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FIT/FIP, z zastrzeżeniem, że wytwórca energii elektrycznej w instalacji planowanej do przyłączenia nie korzysta ani nie będzie korzystał z żadnego mechanizmu wspierającego wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych przewidzianych ustawą OZE.

Warto zwrócić uwagę na nowe regulacje dotyczące krajowego punktu kontaktowego, stworzonego w celu wspierania podmiotów w zakresie procedur administracyjnych dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci oraz wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii. Prowadzenie tego punktu pozostaje w kompetencji ministra właściwego do spraw klimatu.

W 2023 r. zostało przygotowanych szereg nowych zasad, które w kolejnych latach będą miały kluczowe znaczenie dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Wśród takich działań szczególne znaczenie mają zasady funkcjonowania CSIRE oraz warunki dotyczące bilansowania.

Wobec nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne z 20 maja 2021 r., jednym z podstawowych zadań Operatora Informacji Rynku Energii, którym jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, jest budowa i uruchomienie CSIRE, w którym będą przetwarzane informacje rynku energii. W związku z tym, 6 kwietnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził IRiESP w części dotyczącej sposobu funkcjonowania CSIRE oraz współpracy OSP elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z CSIRE (IRiESP-OIRE). Ta część Instrukcji stanowi kluczowy dokument dla uruchomienia CSIRE.

W ramach wdrażania drugiego etapu reformy rynku bilansującego, przyjęte zostało rozporządzenie systemowe elektroenergetyczne. Zasadniczym przedmiotem regulacji tego rozporządzenia są zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej. W związku z tym, 27 września 2023 r. Prezes URE zatwierdził w części nowe – respektujące zmienione przepisy – Warunki dotyczące bilansowania, z datą obowiązywania od 14 czerwca 2024 r. (nowe WDB). W styczniu 2024 r. regulator zatwierdził nowe WDB w pozostałym zakresie, tj. postanowienia dotyczące wyceny rezerwy operacyjnej. Więcej informacji na temat nowych WDB znajduje się w pkt 3.1.4. Zmiana regulacji nałożyła na OSP także obowiązek dostosowania IRiESP, wobec której w 2023 r. toczyło się przed Prezesem URE postępowanie administracyjne.

28 listopada 2023 r. zostało ogłoszone rozporządzenie Ministra klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. W ramach zmiany rozporządzenia wprowadzono m.in. mechanizm konta regulacyjnego dla przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Wprowadzenie kont regulacyjnych dla energetycznych działalności infrastrukturalnych w zakresie paliw gazowych ma na celu z jednej strony zapewnienie stabilnych warunków prowadzenia działalności dla operatorów (stanowi ochronę przed niepełnym odzyskiwaniem przez operatora przychodów, które mają pokryć koszty uzasadnione), z drugiej zaś – chroni podmioty zamawiające usługi infrastrukturalne przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów w przypadku, gdy rzeczywisty przychód operatora przewyższa koszty uzasadnione prowadzenia działalności.

W listopadzie 2023 r. Prezes URE opublikował metodologię określania uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału (ang. WACC) dla operatorów systemów gazowych prowadzących działalność w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, na okres 2024–2028. W opracowaniu wykorzystano najnowszy raport przygotowany przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER) pn. „Report on Regulatory Frameworks for

European Energy Networks 2022”²⁾. Metodologia oferuje operatorom systemów gazowych możliwość wyboru sposobu ustalania średnioważonego kosztu kapitału (WACC): a) w formule stałej WACC, wynoszącej 7,597 proc. w całym okresie obowiązywania metodologii albo b) w formule zmiennej WACC w oparciu o publikowane kwartalnie wartości stopy wolnej od ryzyka – poprzez złożenie oświadczenia do 31 stycznia 2024 r. Istotne jest, że wybrany w ww. terminie sposób ustalania wartości WACC (tj. w formule stałej WACC albo w formule zmiennej WACC) będzie konsekwentnie stosowany do końca 2028 r. Oznacza to, że po 31 stycznia 2024 r. nie jest możliwa zmiana dokonanego wyboru sposobu ustalania wartości WACC (złożonego oświadczenia).

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

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009³⁾. Nie wpływa to jednak na obowiązywanie dotychczas przyjętych kodeksów sieci oraz wytycznych, 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 2023 r. obowiązywała decyzja Prezesa URE z 9 grudnia 2022 r.⁴⁾ przyznająca PSE S.A. takie odstępstwo, z kolei 21 grudnia 2023 r. została wydana decyzja Prezesa URE na rok 2024⁵⁾.

18 lipca 2023 r. Prezes URE, na podstawie art. 15 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, zatwierdził wkład do sprawozdania OSP za rok 2022 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania⁶⁾.

Regulator był także zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie rozporządzenia 2019/943, m.in. w rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych, metody ułatwiania zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym oraz metoda określania wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym.

²⁾ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2a8f3739-f371-b84f-639e-697903e54acb>

³⁾ 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.).

⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje>

⁵⁾ ibidem

⁶⁾ ibidem

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).

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 2023 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2023 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 2023 r. działało 186 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

Programy Zgodności

Prezes URE zatwierdza programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności) zobowiązanych operatorów systemów dystrybucyjnych, 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 2023 r. czterech operatorów systemów dystrybucyjnych realizowało programy zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu w wersji dostosowanej do treści tych Wytycznych, a postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmienionego Programu Zgodności piątego OSD zostało zakończone (Program zaczął obowiązywać w 2024 r.). W 2023 r. wpłynął także wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności kolejnego operatora, który ze względu na zmiany organizacyjne i właścicielskie stał się zobowiązany do posiadania takiego Programu Zgodności.

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

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2023 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2024 r. i zostały opublikowane na stronie internetowej URE.

W 2023 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 ocenie Inspektorów ds. zgodności, posiadają oni warunki do niezależnego działania. W 2023 r. doszło do zmiany personalnej na stanowisku Inspektora ds. zgodności w jednym OSD, w związku z zakończeniem stosunku pracy. Inspektorzy oceniają także, że rośnie świadomość znaczenia równoprawnego traktowania użytkowników systemu i znajomość zapisów Programów Zgodności wśród pracowników i członków zarządu poszczególnych spółek. O słuszności tej oceny świadczyć może rosnąca liczba zgłoszeń przypadków podejrzenia naruszenia zapisów Programu Zgodności przez osoby z wewnątrz spółek OSD. Przypadki takie pomagają we wczesnym wykryciu nieprawidłowości i zapobieganiu jej lub ograniczeniu skutków w przypadku, gdy samemu zdarzeniu nie dało się już zapobiec.

W sprawozdaniach z realizacji Programów Zgodności za 2023 rok inspektorzy nie wskazali przypadków naruszenia postanowień Programu Zgodności. Niektóre zdarzenia opisane przez Inspektorów, a budzące wątpliwości Prezesa URE są przedmiotem wyjaśnień będących nadal w toku.

W 2023 r. w Urzędzie nie odnotowano skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad 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 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 2023 r. obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2022 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, w ramach którego zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach: 2023–2032 na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 r.).

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. W sprawozdaniu z realizacji planu rozwoju za rok 2023 (do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy), OSP poinformował o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych na poziomie: 1 849,6 mln zł (tj. w 76 proc., przy założonym na ten rok planie: 2 433,7 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. Kontrola spójności obu planów odbywa się przy każdej aktualizacji któregokolwiek z wymienionych powyżej dokumentów.

Poniżej wyspecyfikowano realizowane w 2023 r. projekty inwestycyjne, dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej, a ujęte w dziesięcioletnim planie unijnym TYNDP 2020, które OSP uwzględnił we wcześniejszej edycji uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na lata 2023–2032 (obejmującej rok 2023):

- budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów (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 linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków (TYNDP 123.373),
- budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska (TYNDP 230.1232),
- budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo (TYNDP 170.1662),
- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn (TYNDP 170.1663),
- modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo-Słupsk-Żarnowiec (TYNDP 170.1664),
- budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo (TYNDP 170.1661),
- modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia (TYNDP 170.1665),
- budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (TYNDP 170.1034).

Należy wskazać, że niektóre zadania ujęte w projekcie planu rozwoju mają szerszy zakres w porównaniu do TYNDP. Dotyczy to następujących zadań:

- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn, Morzyczyn-Dunowo oraz Krajnik-Baczyna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik-Plewiska. W TYNDP ujęta została tylko modernizacja linii Krajnik-Morzyczyn i Morzyczyn-Dunowo,
- modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk-Żarnowiec. W TYNDP ujęta została tylko modernizacja linii Słupsk-Żarnowiec,
- rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina. W TYNDP ujęta została tylko rozbudowa stacji Piła Krzewina dla wprowadzenia linii Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo.

Na podstawie oceny spójności poprzednich wersji planów inwestycyjnych OSP pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, można stwierdzić możliwość wystąpienia nieznaczących 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 systemów dystrybucyjnych procesy modernizacyjne, zgodnie 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 2023 r. wskaźniki niezawodności dostaw energii elektrycznej w sieci większości spółek największych OSD uległy znaczącej poprawie. Uwzględniając łączne wyniki 5 OSD należy wskazać, że są one lepsze w odniesieniu do tych osiągniętych w 2022 r. odpowiednio o 41 proc. dla wskaźnika SAIDI oraz o 22 proc. dla SAIFI.

Wskaźnik SAIDI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 207,75 min/odb. w 2023 r. i był niższy w stosunku do roku poprzedniego o 145,47 min/odb.

Wskaźnik SAIFI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 2,85 szt./odb. w 2023 r. i był niższy w stosunku do roku poprzedniego o 0,80 szt./odb.

W 2023 r. w większości spółek najczęstszymi przyczynami awarii były niekorzystne warunki atmosferyczne takie jak: burze, orkany, wichury, które powodują zerwanie przewodów linii napowietrznych oraz uszkodzenie konstrukcji wsporczych tych linii. Skutkiem tych zjawisk są zniszczenia infrastruktury elektroenergetycznej, którą w przeważającej części stanowi ciągle sieć napowietrzna. Ponadto często spotykanymi przyczynami awarii sieciowych według Spółek są uszkodzone kable niskiego napięcia, zmęczenie/starzenie się materiału, zbliżenie drzew – gałęzi do urządzeń, wypadki drogowe, działanie osób postronnych oraz ptaki i inne zwierzęta, 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). Niemniej jednak, 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 2023, 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,
- tym, że znaczącym czynnikiem kształtującym poziom zrealizowanych w 2023 r. nakładów 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,
 - kontynuacji czynności zmierzających do poprawy efektywności działania, dalszej budowy, jak również rozwoju systemów informatycznych i telekomunikacyjnych oraz systematycznego wzmacniania infrastruktury wspomagającej działalność dystrybucyjną poprzez nabycie środków transportu, w szczególności sprzętu specjalistycznego, narzędzi, a także budowę i modernizację zapleczy.

Priorytetem dla przedsiębiorstw w 2023 r. było jednak przyłączanie nowych podmiotów do sieci, zarówno odbiorców, jak i wytwórców oraz zapewnienie im możliwie najwyższego poziomu bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako bezprzerwowe dostarczanie energii o odpowiedniej jakości (wskaźniki SAIDI/SAIFI oraz odpowiedni poziom napięcia i częstotliwości).

Wyższe wykonanie nakładów inwestycyjnych było związane w szczególności z potrzebami wynikającymi z realizacji zadań inwestycyjnych dotyczących właśnie przyłączy do sieci elektroenergetycznej spółek i potrzeby utrzymania określonego poziomu nakładów inwestycyjnych na modernizację sieci, jak również ze wzrostem cen materiałów, usług i robót elektroenergetycznych.

Zrealizowane przedsięwzięcia inwestycyjne miały na celu:

- zapewnienie prawidłowych parametrów dostarczanej energii elektrycznej u odbiorców,
- przyłączanie do sieci nowych podmiotów,
- stworzenie możliwości dla realizacji przyszłych przyłączeń i pokrycia zwiększonego zapotrzebowania mocy przez odbiorców istniejących,
- ograniczanie strat energii elektrycznej,
- zmniejszanie awaryjności urządzeń,
- poprawę niezawodności pracy sieci.

3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2023 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.

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

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2024 r. zakończyło się wydaniem 15 grudnia 2023 r. decyzji przez Prezesa URE. Taryfa operatora systemu przesyłowego została zatwierdzona na okres od 1 stycznia 2024 do 31 grudnia 2024 r.

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

Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych, 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 15 grudnia 2023 r. na okres 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.

Od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r. stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, zostały zamrożone do limitów wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. 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 2024 r.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu

Prezes URE 18 października 2023 r. zatwierdził zmiany taryfy dla przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, których taryfy zostały zatwierdzone w grudniu 2022 r. Powyższe było wynikiem uwzględnienia nowych uregulowań prawnych wprowadzonych ustawą z dnia 16 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw⁷⁾, polegającą na podwyższeniu limitów zużycia energii elektrycznej objętych ceną z 2022 r., wynikających z ustawy z 7 października 2022 r.

Pod koniec października 2023 r. rozpoczął się proces zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej na 2024 r. dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE 15 grudnia 2023 r. zatwierdził, a następnie opublikował taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G w Biuletynie Informacji Publicznej URE ww. sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., na okres do 31 grudnia 2024 r.

Przypomnienia wymaga, że w związku niestabilną sytuacją na rynkach surowców, przede wszystkim gazu i węgla w 2022 r., która przekładała się na wysokie ceny prądu w obrocie hurtowym a tym samym na wysokie wzrosty cen energii elektrycznej, zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. ceny energii

⁷⁾ Dz. U. z 2023 r. poz. 1785.

elektrycznej w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, nie obowiązywały wprost odbiorców w tych grupach w 2023 r. Taryfy te stanowiły natomiast 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.

Pod koniec trwania procesu taryfowego dotyczącego zatwierdzania taryf sprzedawców z urzędu na rok 2024, tj. 7 grudnia 2023 r., uchwalona została ustawa o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, która wprowadziła m.in. nowelizację ustawy z 7 października 2022 r. Jej skutkiem było przedłużenie okresu stosowania „zamrożonych” cen energii elektrycznej w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r. do określonych limitów zużycia energii elektrycznej na poziomie wynikającym z taryf stosowanych w 2022 r. Ustawa weszła w życie 31 grudnia 2023 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 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 instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. W dalszej kolejności przywołane instrukcje są zatwierdzane przez Prezesa URE, a zawarte w nich 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 dystrybucyjnej 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 – operator systemu przesyłowego,
- na rynkach lokalnych – operatorzy systemów dystrybucyjnych.

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.

Magazyny energii elektrycznej zintegrowane z siecią operatora systemu elektroenergetycznego

W 2023 r. do URE wpłynęły wnioski od dwóch OSD, dotyczące łącznie 29 magazynów energii, o wydanie decyzji na podstawie art. 9d¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, uznających te magazyny energii za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyrażenie zgody by operator systemu elektroenergetycznego je posiadał, budował, zarządzał nimi lub obsługiwał te magazyny energii elektrycznej. Do maja 2024 r. Prezes URE wydał cztery decyzje uznające magazyny energii elektrycznej spółki PGE Dystrybucja S.A. za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyraził zgodę na posiadanie, budowanie, zarządzanie oraz obsługę trzech magazynów przez tego operatora systemu dystrybucyjnego. W jednym przypadku Prezes URE wydał decyzję, w której odmówił uznania magazynu energii za w pełni zintegrowany element sieci i nie wyraził zgody by operator systemu elektroenergetycznego posiadał, budował, zarządzał nim lub obsługiwał magazyn energii elektrycznej, którego dotyczył wniosek.

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 2023 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 połączeń z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór oraz połączenie synchroniczne Rzeszów-Chmielnicka).

Na każdym z tych połączeń wykorzystywano metodę wyznaczania opartą na zdolnościach przesyłowych netto (Net Transfer Capacities – NTC)⁸⁾ z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego wyznaczano zdolności przesyłowe dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznych, aukcji miesięcznych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla profilu synchronicznego w obrębie horyzontu dobowego obowiązywała metoda Flow Based Allocation (FBA)⁹⁾,
- 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,
- dla połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka od 15 maja 2023 r. wyznaczano zdolności przesyłowe dla eksportu oraz 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. Alokacja realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit, organizowanych przez biuro aukcyjne Joint Allocation Office S.A. (JAO).

Krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywa się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222.

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

Od maja 2023 r. alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych na granicy z Ukrainą odbywała się w trybie aukcji jednostronnych, obsługiwanych na podstawie dedykowanych umów pomiędzy PSE S.A. a OSP z Ukrainy – UKRENERGO. Jednocześnie w 2023 r. trwały prace nad wdrożeniem docelowego modelu aukcji skoordynowanych obsługiwanych przez biuro aukcyjne JAO, który został uruchomiony 16 stycznia 2024 r.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2023 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2023 r. wyniosła 873 457 400 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 2024 r.¹⁰⁾

⁸⁾ Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych oparta na zasadzie szacowania i definiowania ex ante maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi

⁹⁾ Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozptywu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

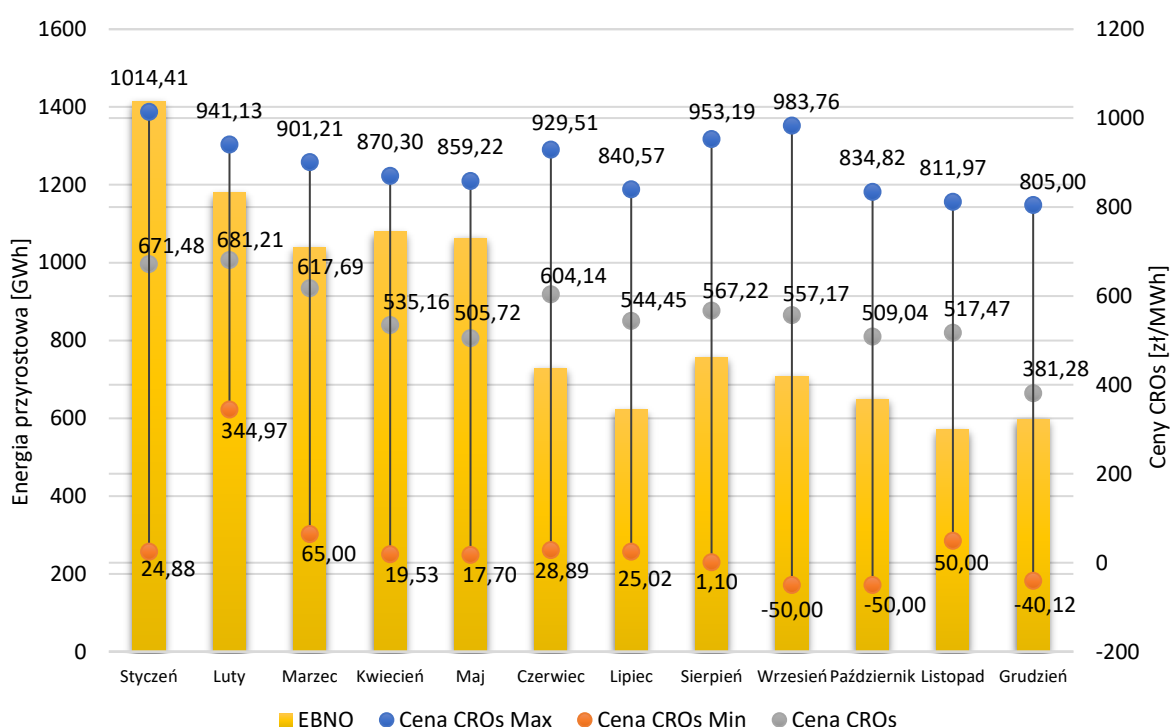
¹⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11776,Informacja-nr-142024.html>

Usługi bilansowania systemu

Na koniec 2023 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 147 podmiotów, w tym 29 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 88 przedsiębiorstw obrotu, 3 giełdy energii, 5 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 52 operatorów rynku i dotyczyły 361 Jednostek Grafikowych.

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 2023 r.

Rysunek 1. Energia nieplanowana odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CRO_s) w 2023 r.



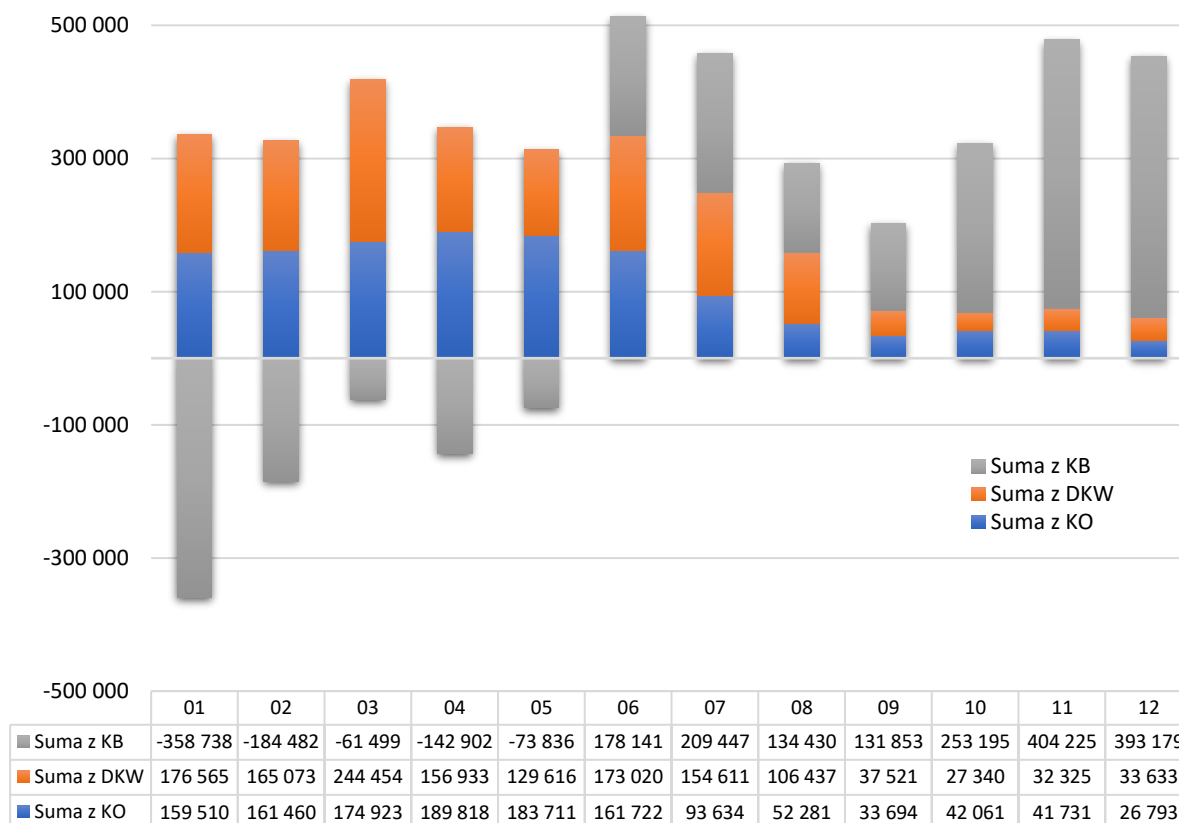
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 811,97 zł/MWh do 1 014,41 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej od -50,00 zł/MWh do 344,97 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 381,28 zł/MWh do 681,21 zł/MWh. Opisanie 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 przeważającej liczbie godzin 2023 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku (w odróżnieniu do 2022 r., w którym rynek był niedokontraktowany). Koszty usuwania ograniczeń (KO), wyznaczone zgodnie z definicją KO w Warunkach Dotyczących Bilansowania (WDB) wyniosły 1 321,3 mln zł, przy czym w okresie styczeń – maj 2023 r. tak wyznaczone koszty zostały łącznie pomniejszone o 33,1 mln zł z tytułu unikniętych kosztów wytwarzania energii cieplnej przez rezerwowe źródła ciepła. Należność za dodatkowe koszty wytwarzania energii, wynikające z realokacji umów sprzedaży energii (USE) na Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne (NDKW), w 2023 r. wyniosły 1 437,5 mln zł.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie 883,013 mln zł i wahały się w przedziale od -358,738 mln zł do 404,225 mln zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW), zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 26,793 mln zł do 189,818 mln zł oraz od 27,340 mln zł do 244,454 mln zł.

Rysunek 2. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2023 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB), zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w IRiESP oraz – od kwietnia 2020 r. – 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. Zarówno IRiESP, jak i WDB, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

W 2023 r. na bilansowanie systemu miały wpływ zatwierdzone przez Prezesa URE zmiany WDB, IRiESP oraz IRiESD¹¹⁾.

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził także nowe WDB, co stanowi ostatni etap zmian regulacyjnych wynikających z wdrażania drugiego etapu reformy rynku bilansującego w Polsce. Nowe WDB wprowadzą następujące główne zmiany, które zaczną obowiązywać od połowy czerwca 2024 r.:

- nową strukturę podmiotową rynku bilansującego,
- nową strukturę obiektową rynku bilansującego,
- nowy katalog usług bilansujących,

¹¹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4368,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2023-r.html>

- zmiany w zakresie zgłoszeń danych handlowych i technicznych, w tym wprowadzenie zgłoszeń programów pracy,
- zmiany w procesie planowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego,
- zasady uczestniczenia w europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań,
- rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących,
- wycenę rezerwy operacyjnej,
- rozliczanie rezerwy operacyjnej,
- zmiany zasad wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasad rozliczeń tych energii, w tym okresy rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania równe 15 minut.

W ramach wdrażania platform wymiany energii bilansującej zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2195, od 2020 r. PSE S.A. działa 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. uczestniczy 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).

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, przeprowadza co 2 lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2024 r. Do wykonania badania wykorzystane zostaną opracowane przez URE ankiety, które zostaną przesłane do przedsiębiorstw energetycznych i grup kapitałowych, jak również dane z PSE S.A.

Działania związane z rynkiem mocy

W ramach mechanizmu zdolności wytwórczych, dostawcy zdolności wytwórczych w 2023 r. uzyskiwali dodatkowe przychody z tytułu gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, a podmioty zapewniające redukcję zapotrzebowania – płatności za gotowość do zmniejszenia zużycia energii (DSR), wsparcie otrzymywały też magazyny energii.

Tabela 1. Środki wypłacone dostawcom mocy z tytułu realizacji kontraktów mocowych w latach 2021–2023¹²⁾

Rok	Wypłaty netto [mln zł]
2021	5 334,7
2022	5 296,5
2023	5 477,2
Razem	16 108,4

Źródło: URE na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń S.A.

Realizacja procesów rynku mocy w 2023 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń. Cztery aukcje dodatkowe na dostawy w każdym kwartale 2024 r. odbyły się 16 marca 2023 r., natomiast 14 grudnia ub.r. – aukcja główna na rok dostaw 2028.

Oferowany w aukcji głównej przez dostawców mocy wolumen obowiązków mocowych na rok dostaw 2028 przewyższał o 44 proc. zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej (wolumen oferowany – 8 352 MW, zapotrzebowanie – 5 791 MW). Dzięki tak dużej nadwyżce mocy oferowanej nad zapotrzebowaniem, aukcja zakończyła się dopiero w szóstej rundzie z ceną zamknięcia o 46 proc. mniejszą od ceny maksymalnej (cena zamknięcia aukcji 244,90 zł/kW/rok, cena maksymalna w aukcji głównej 453 zł/kW/rok).

Zwiększona podaż mocy wynikała z następujących czynników:

- zwiększonego wolumenu mocy dostępnego dla dostawców zagranicznych, w aukcji na 2028 r. był on ponad dwukrotnie większy w porównaniu z aukcją na 2027 r. (łącznie dla aukcji na 2027 r. – 1 415 MW, a dla aukcji na 2028 r. – 2 844 MW), wolumen mocy zakontraktowany przez nich na rok 2028 podwoił się w stosunku do wolumenu zakontraktowanego na 2027 r.,
- rozwoju technologii magazynowania energii w akumulatorach elektrochemicznych, która z fazy projektów badawczych przeszła do etapu projektów komercyjnych, wolumen mocy zakontraktowanej przez dostawców mocy planujących budowę tego typu jednostek w aukcji na 2028 r. zwiększył się ponad dziesięciokrotnie w stosunku do wolumenu zakontraktowanego na 2027 r. (odpowiednio 165 MW oraz 1 734 MW),
- ceny zamknięcia aukcji głównych, które na lata 2026 i 2027 kończyły się w pierwszych rundach przy cenach maksymalnych na poziomie odpowiednio 400,39 zł/kW/rok i 406,35 zł/kW/rok, wpłynęły na zwiększone zainteresowanie dostawców mocy zarówno krajowych, jak i zagranicznych.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2023 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2027¹³⁾,
- ogłosił szacowaną wartość niedostarczonej energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej¹⁴⁾,
- ogłosił koszt wejścia na rynek nowych mocy oraz sterowanego odbioru¹⁵⁾,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024¹⁶⁾,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2025,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025,

¹²⁾ Wysokość środków, które zostały wypłacone dostawcom mocy i kwoty kosztów rynku mocy wynikające z aukcji, może się różnić ze względu na ujęcie w wysokości środków waloryzacji oraz rozliczeń dostawców wynikających z przeprowadzonych demonstracji, testów oraz wykonania obowiązku mocowego.

¹³⁾ Informacja nr 2/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

¹⁴⁾ Informacja nr 10/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

¹⁵⁾ Informacja nr 12/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

¹⁶⁾ Informacja nr 23/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2024¹⁷⁾,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2024 r.¹⁸⁾,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2024¹⁹⁾.

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 2023 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2028, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2024 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2028,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2028 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2025.

Decyzją z 3 lutego 2023 r.²⁰⁾, Prezes URE zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Aktualizacja związana była z wejściem w życie ustawy o środkach nadzwyczajnych, która wprowadziła modyfikację przepisów ustawy o rynku mocy obejmującą zamianę dotychczasowego zwrotu „okres zagrożenia” na „okres przywołania na rynku mocy”. Zmiana dotyczyła wyłącznie samej terminologii stosowanej w przepisach ustawy i nie obejmowała żadnych zmian merytorycznych. W związku z powyższym konieczne było dostosowanie treści Regulaminu rynku mocy do zmienionej nomenklatury.

Certyfikacja ogólna w 2023 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 był 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 byli do ich zgłoszenia w każdym roku. Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła m.in. modyfikacje przepisów ustawy o rynku mocy, w tym uchylenie art. 11²¹⁾.

W 2023 r. w ramach certyfikacji ogólnej złożono 1 735 wniosków, tj. o 22,9 proc. więcej niż w 2022 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 679 jednostek, tj. o 21,8 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 69,6 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 29,4 proc.)²²⁾.

¹⁷⁾ [Informacja Nr 47/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki](#)

¹⁸⁾ [Informacja Nr 48/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki](#)

¹⁹⁾ [Informacja nr 74/2023 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki](#)

²⁰⁾ [Regulamin rynku mocy - Rynek mocy - BIP - Urząd Regulacji Energetyki \(ure.gov.pl\)](#)

²¹⁾ Art. 10 pkt 3 ustawy z 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

²²⁾ [Certyfikacja ogólna 2023 r.](#)

Certyfikacja do aukcji głównej w 2022 r. na rok dostaw 2027 oraz certyfikacja do aukcji głównej w 2023 r. na rok dostaw 2028

Tabela 2. Dane dotyczące wydania certyfikatów w ramach przeprowadzonej certyfikacji do aukcji głównej w 2022 r. na rok dostaw 2027 i w 2023 r. na rok dostaw 2028

Jednostki Rynku Mocy	2022 r.	2023 r.
	[szt.]	[szt.]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	82	107
- będące magazynem energii elektrycznej	5	13
- pozostałe	77	94
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	10	11
- będące magazynem energii elektrycznej	1	2
- pozostałe	9	9
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	10	74
- będące magazynem energii elektrycznej	6	69
- pozostałe	4	5
Jednostki redukcji zapotrzebowania	76	99
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	7	68
RAZEM	185	359

Źródło: URE.

Tabela 3. Obowiązki mocowe w aukcji głównej i rynku wtórnym na lata 2027 i 2028 oferowane w ramach przeprowadzonych certyfikacji w latach 2022 i 2023

Jednostki Rynku Mocy	2022 r.	2023 r.
	[MW]	[MW]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	1 822	1 960
- będące magazynem energii elektrycznej	277	735
- pozostałe	1 545	1 225
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	334	1 315
- będące magazynem energii elektrycznej	121	239
- pozostałe	213	1 076
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	1 799	3 696
- będące magazynem energii elektrycznej	370	3 139
- pozostałe	1 429	557
Jednostki redukcji zapotrzebowania	1 900	1 984
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	550	1 590
RAZEM	6 405	10 545

Źródło: URE.

Aukcje dodatkowe na I, II, III i IV kwartał roku dostaw 2024 (odbyły się 16 marca 2023 r.)**Tabela 4.** Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2024

Kwartał roku dostaw 2024	Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego kwartału dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
I	70	1 766	387,00
II	57	1 022	241,92
III	58	1 154	199,55
IV	69	1 654	387,00

Źródło: URE.

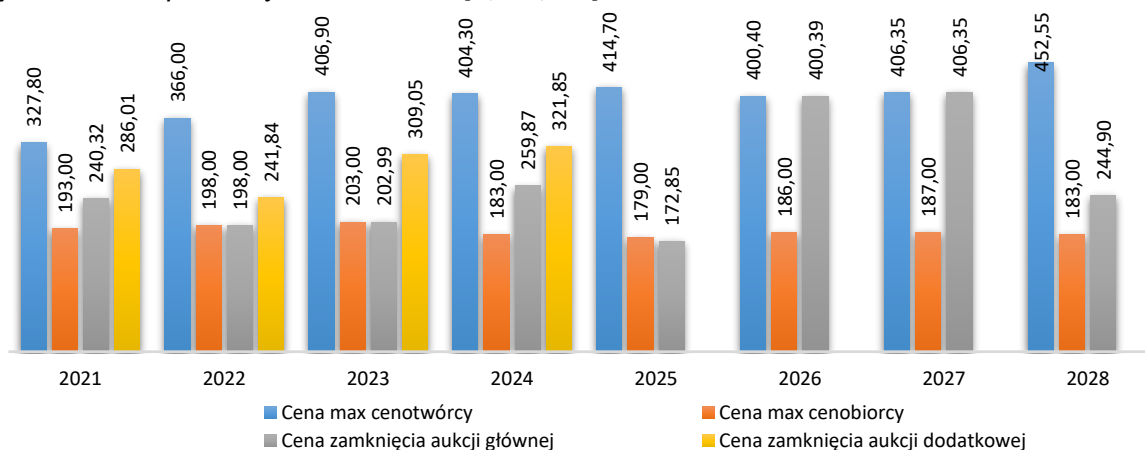
Aukcja główna na rok dostaw 2028 (aukcja odbyła się 14 grudnia 2023 r.)**Tabela 5.** Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2028

	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	111	5 992	244,90
Jednostki zagraniczne ogółem, w tym:	48	1 079	x
- strefa profilu synchronicznego	6	628	207,00
- system przesyłowy Królestwa Szwecji	42	451	244,90
RAZEM	159	7 071	x

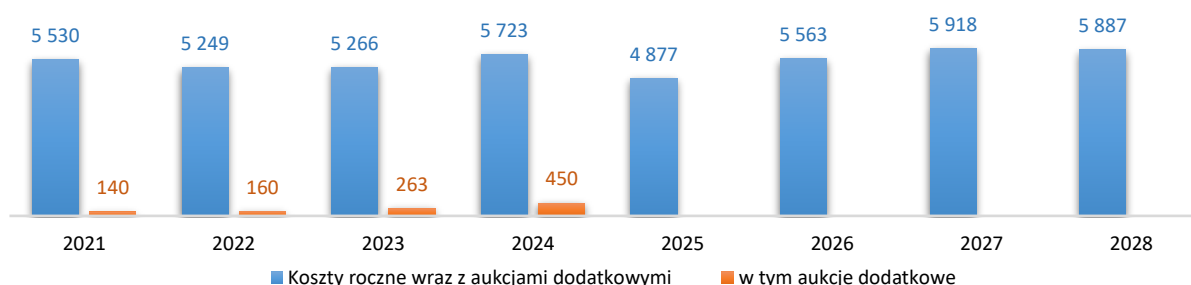
Źródło: URE.

Na rok dostaw 2028 łącznie zakontraktowano 21 151 MW, w tym 7 071 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2028 oraz 14 080 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2027.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2028, wynosi 2 063 MW.

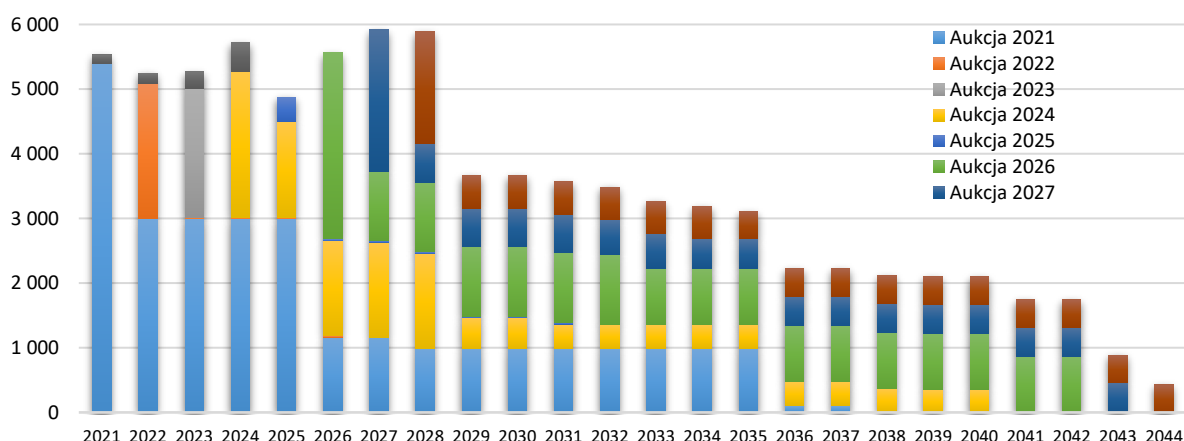
Rysunek 3. Ceny w aukcjach 2021–2028 [zł/kW/rok]

Źródło: URE na podstawie [informacji PSE S.A.](#)

Rysunek 4. Koszty roczne rynku mocy dla lat 2021–2028 [mln zł]

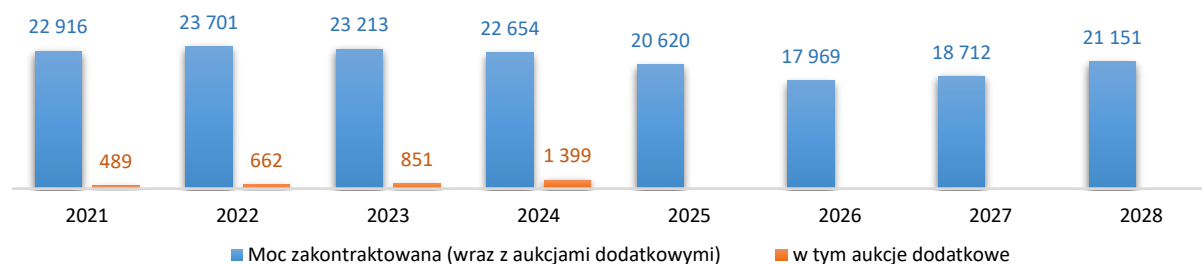
Źródło: URE na podstawie [informacji PSE S.A.](#)

Koszty rynku mocy w latach 2025–2028 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych²³⁾.

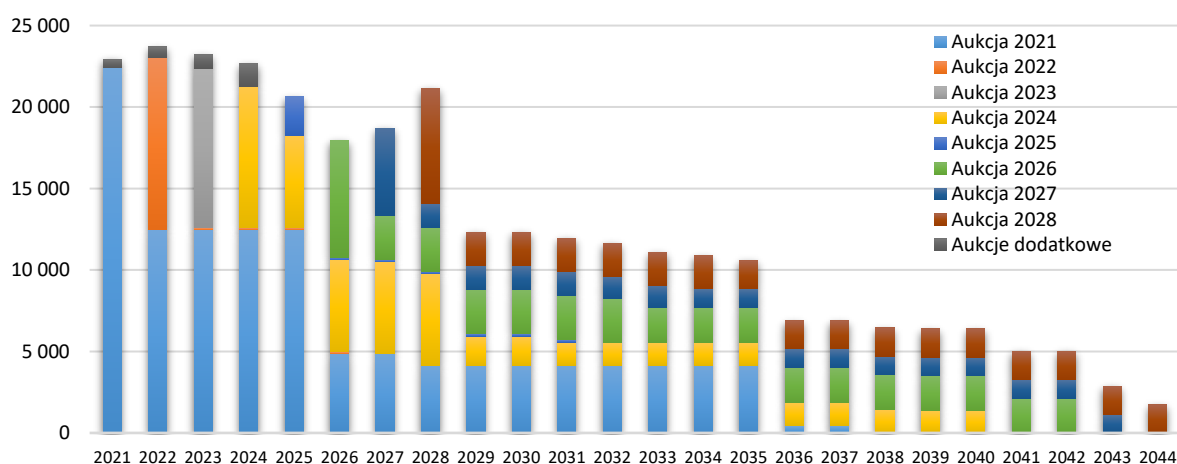
Rysunek 5. Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2044, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2023 [mln zł]

Źródło: URE na podstawie [informacji PSE S.A.](#)

²³⁾ 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 6. Moc zakontraktowana dla lat 2021–2028 [MW]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Rysunek 7. Moc zakontraktowana na lata 2021–2044, w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2023 [MW]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Tabela 6. Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2028

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Podaż mocy [MW]	25 505	12 534	13 301	11 914	2 851	7 000	5 000	8 000
Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej [MW]*	22 732	10 544	10 708	9 088	2 526	7 991	6 237	5 791
Moc zakontraktowana na aukcji głównej [MW]	22 427	10 580	9 779	8 671	2 367	7 189	5 379	7 071
Cena max cenotwórcy [zł/kW/rok]	327,80	366,00	406,90	404,30	414,70	400,40	406,40	452,60
Cena max cenobiorcy [zł/kW/rok]	193,00	198,00	203,00	183,00	179,00	186,00	187,00	183,00
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99	259,87	172,85	400,39	406,35	244,90
Koszty roczne [mln zł]**	5 530	5 249	5 267	5 723	4 877	5 563	5 918	5 887
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	22 654	20 620	17 969	18 712	21 151

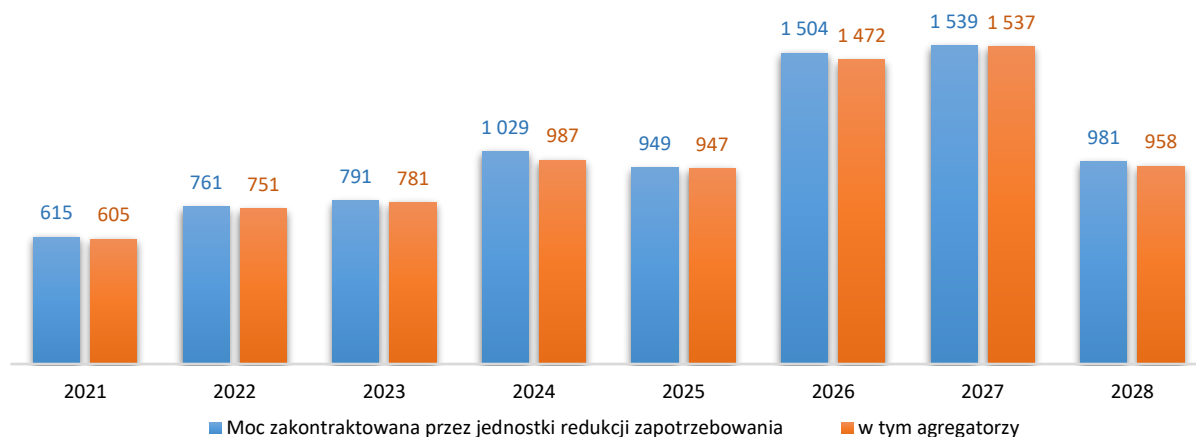
* Zapotrzebowanie na moc określa dla każdego roku rozporządzenie w sprawie parametrów aukcji głównej.

** Uwzględniono aukcje dodatkowe oraz kontrakty wieloletnie.

Źródło: URE.

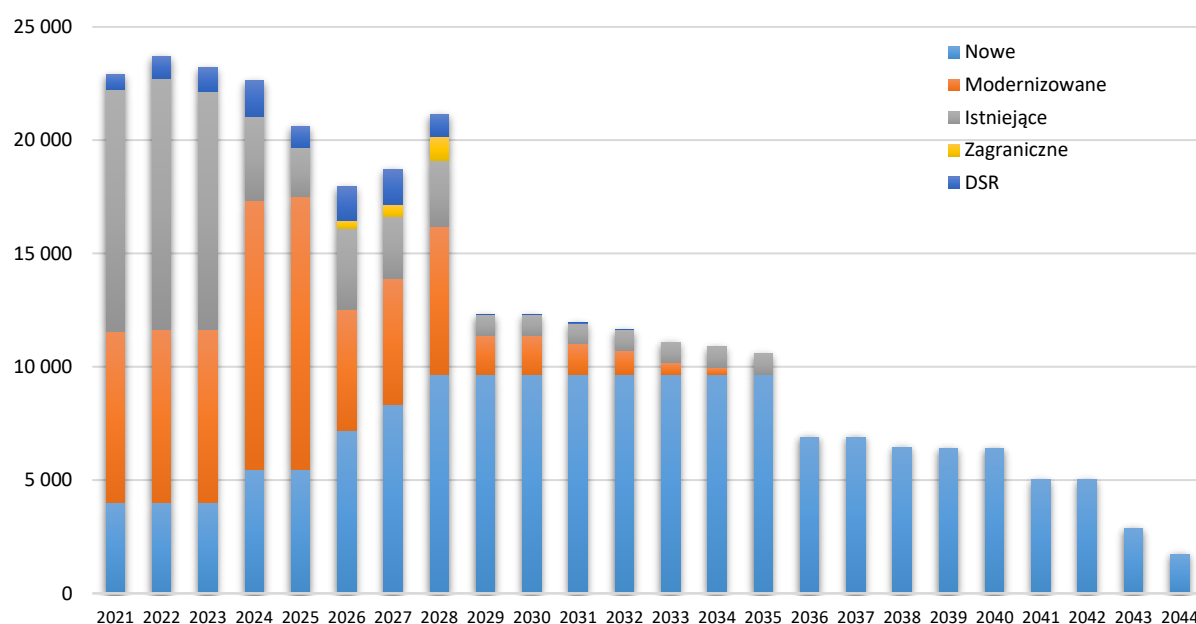
W wyniku aukcji na rynku mocy na lata 2021–2028 zawarto kontrakty, w ramach których sfinansowana zostanie budowa nowych jednostek wytwórczych oraz magazynów energii o mocy ok. 10,5 GW, w tym 6,5 GW są to jednostki, dla których decyzje inwestycyjne o uruchomieniu zapadły po wdrożeniu rynku mocy. W tym samym okresie zawarto kontrakty, w ramach których zmodernizowane zostanie 14 GW mocy wytwórczych.

Rysunek 8. Udział agregatorów w mocy zakontraktowanej przez jednostki redukcji zapotrzebowania w aukcjach głównych na lata 2021–2028 [MW]



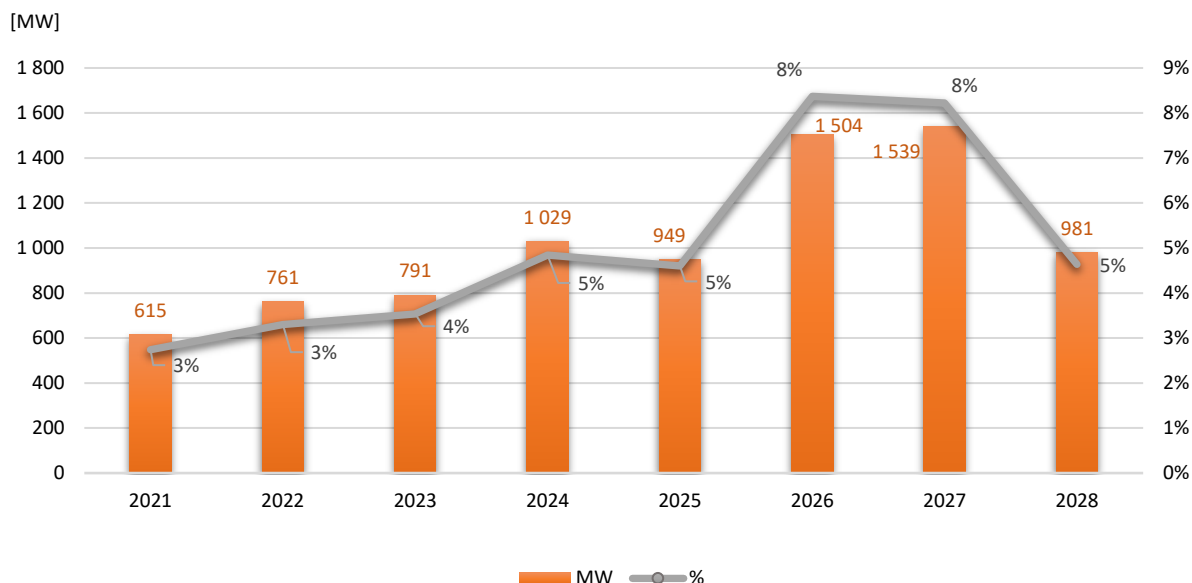
Źródło URE na podstawie Informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji głównych na lata 2021–2028

Rysunek 9. Wyniki aukcji na lata 2021–2028 w podziale na rodzaje jednostek [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. Wolumen mocy dla lat 2021–2024 uwzględnia aukcje główne i dodatkowe.

Regulacje zawarte w ustawie o rynku mocy umożliwiają zgłoszenie do udziału w aukcjach na rynku mocy dwóch rodzajów jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, z generacją wewnętrzną lub bez niej. Moc zakontraktowana przez dostawców mocy dysponujących jednostkami rynku mocy redukcji zapotrzebowania w wyniku aukcji głównej na 2028 r. była niższa o ok. 36 proc. w stosunku do mocy zakontraktowanej przez tego typu dostawców na lata 2026 i 2027.

Rysunek 10. Udział DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2028

Źródło: URE na podstawie [informacji PSE S.A.](#)

Inne działania w obszarze rynku mocy

Europejska ocena wystarczalności zasobów 2023 (European Resources Adequacy Assessment 2023 – ERAA 2023)

15 grudnia 2023 r. ENTSO-E przedłożyła ACER trzecią europejską ocenę adekwatności zasobów ERAA 2023. Agencja, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2023 w aspekcie jej zgodności z wymogami rozporządzenia 2019/943 oraz metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020.

W opinii ACER postęp w stosunku do ERAA 2022 jest znaczący i przedłożony dokument w części wypełnia wymogi rozporządzenia 2019/943, a w pozostałym zakresie uproszczenia wprowadzone przez ENTSO-E są dopuszczalne.

W związku z powyższym ACER oraz organy regulacyjne państw członkowskich uznały, że ERAA 2023 może stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności zasobów zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943. ERAA 2023 została zatwierdzona przez ACER w 2024 r. i jest pierwszą analizą wystarczalności zasobów przygotowaną przez ENTSO-E po wejściu w życie rozporządzenia 2019/943, zatwierdzoną przez Agencję.

3.1.6. Kwestie transgraniczne

Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

W 2023 r. techniczne możliwości wymiany międzysystemowej określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego (połączenie z Niemcami, Czechami i Słowacją), połączeń ze Szwecją i Litwą, pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina) oraz połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina).

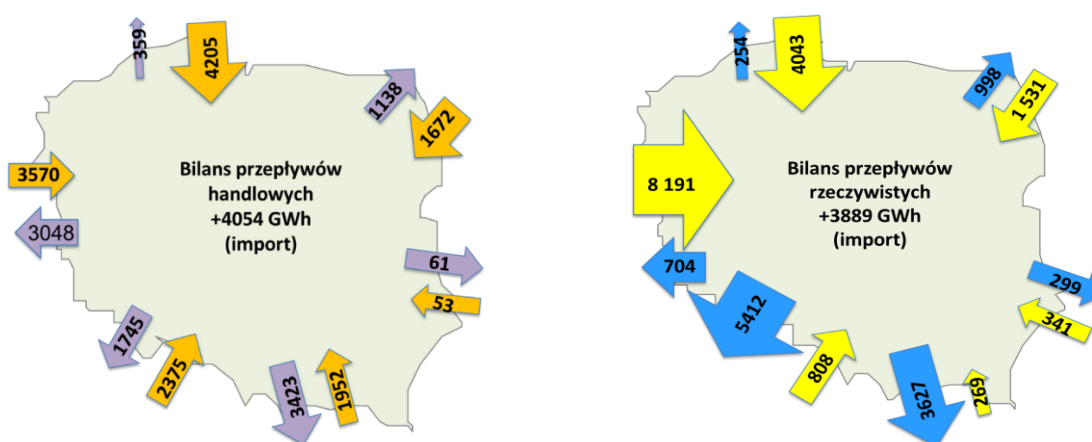
Obowiązujące zasady wyznaczania oraz alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami opisane zostały w rozdziale 3.1.4. „Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami”.

W 2023 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym jego skala z niemieckim OSP 50 Hertz była zbliżona do poprzedniego roku.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

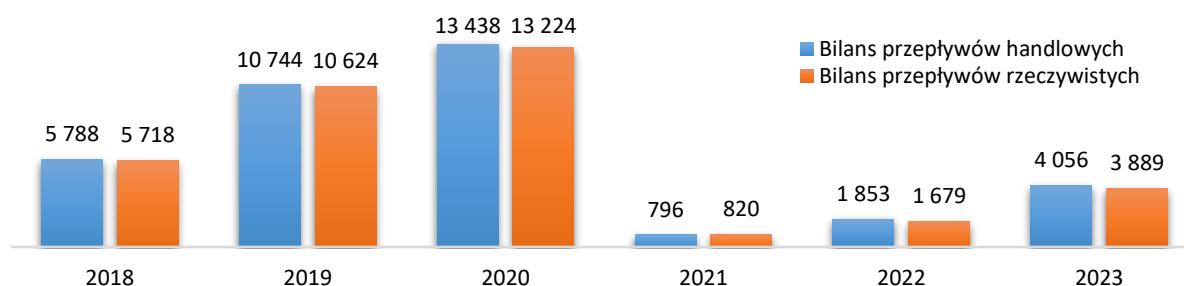
Poniżej przedstawiono bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2023 r.

Rysunek 11. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh]



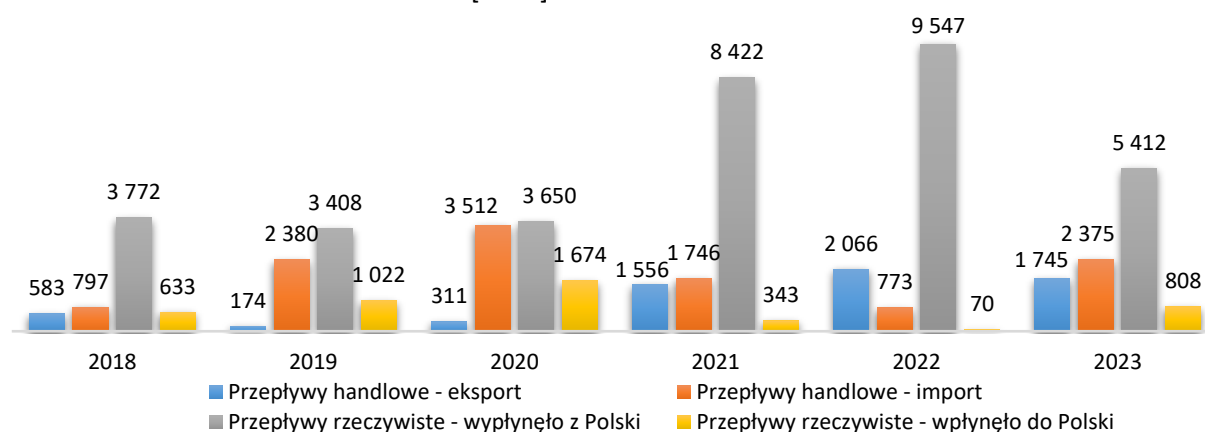
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 12. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2018–2023 [GWh]

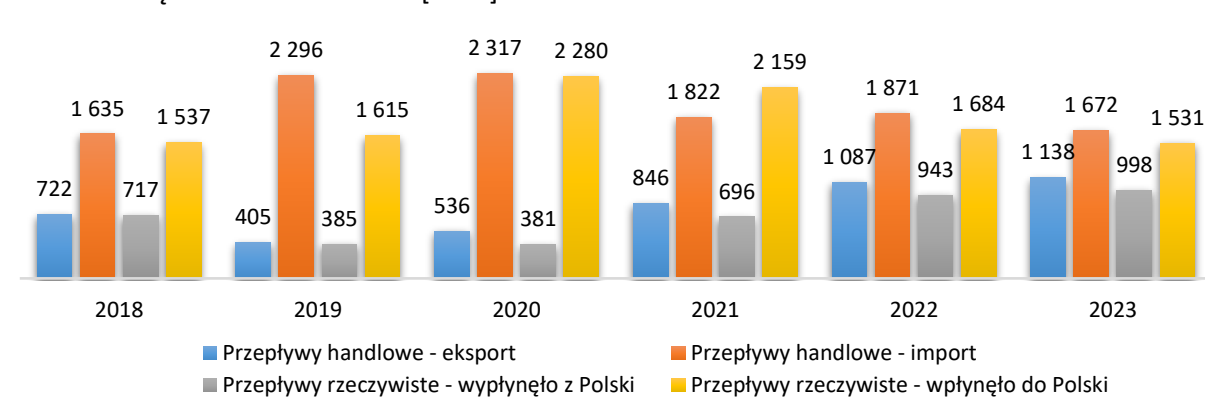


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

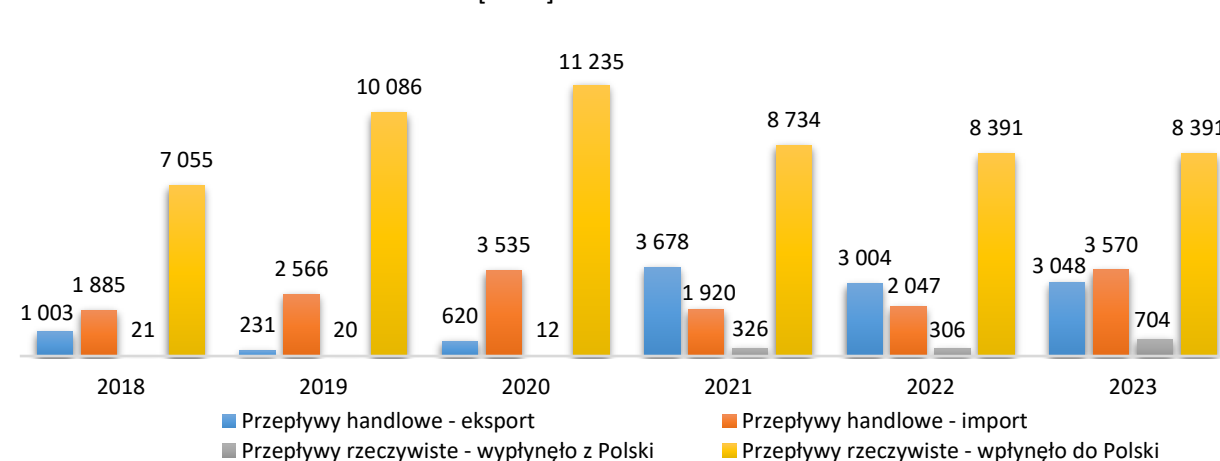
W dalszej części porównane zostały dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach Polski z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

Rysunek 13. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2018–2023 [GWh]

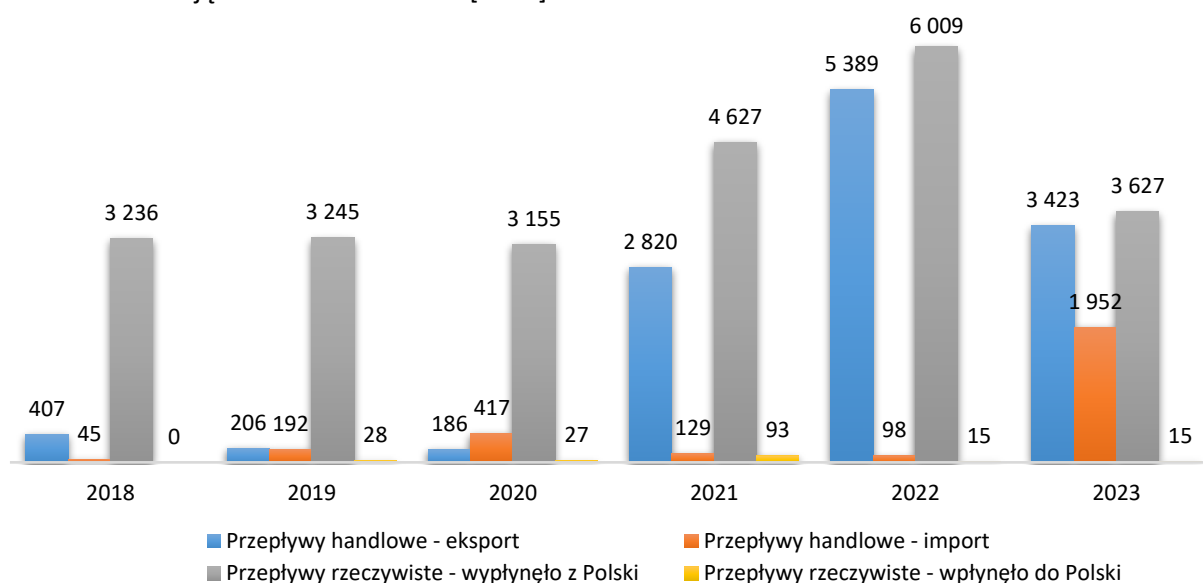
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 14. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2018–2023 [GWh]

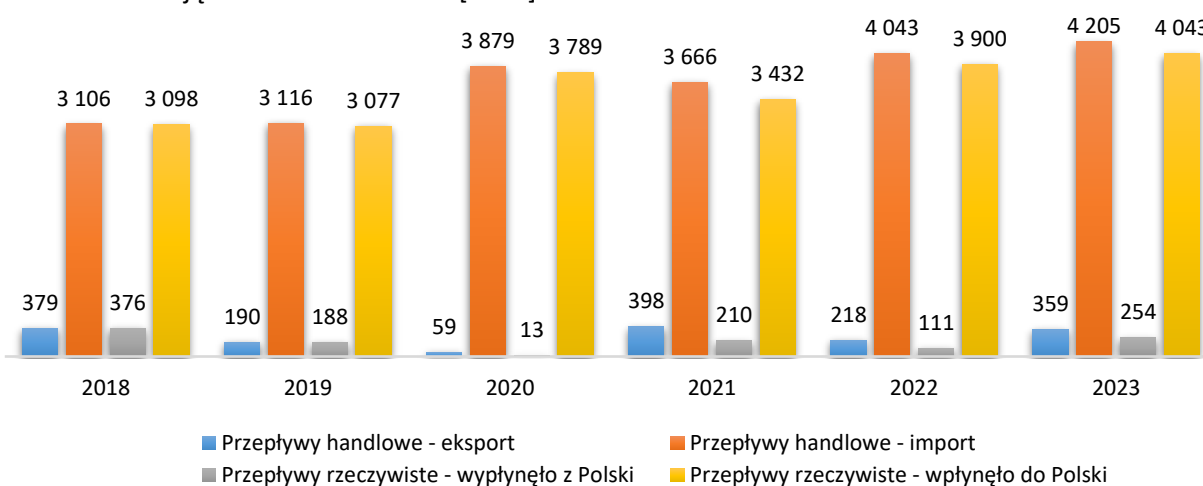
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 15. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2018–2023 [GWh]

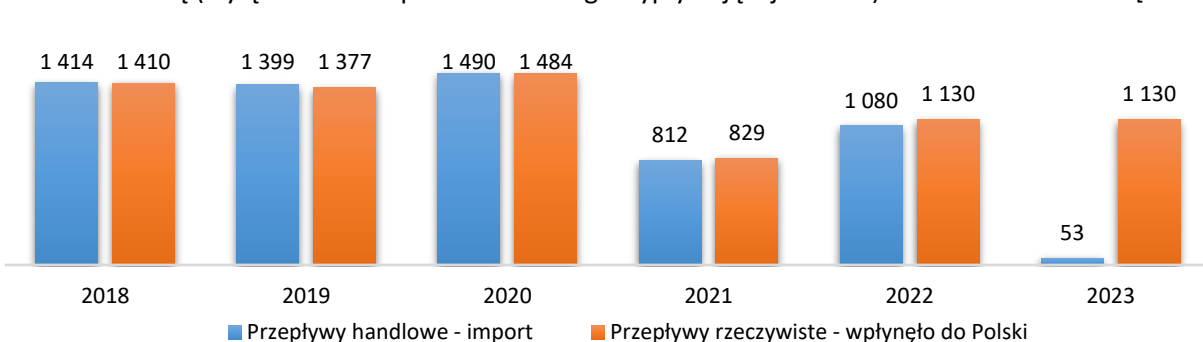
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 16. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Słowacją w latach 2018–2023 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 17. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Szwecją w latach 2018–2023 [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 2018–2023 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Przy zestawieniu przepływów handlowych dotyczących importu oraz przepływów rzeczywistych na połączeniach z Ukrainą, uwagę zwraca duża różnica pomiędzy przepływami handlowymi a rzeczywistymi, które nie występowały w poprzednich latach. Jeżeli chodzi o przyczyny zaistnienia powyższych zjawisk, należy wskazać, że w maju 2023 r. uruchomiono połączenie synchronicznie 400 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka, na którym występują przepływy kołowe w obu kierunkach, głównie przez Słowację oraz w mniejszym stopniu przez Czechy, a więc występują tu podobne zależności jak na pozostałych połączeniach synchronicznych. Na różnice w przepływach handlowych i rzeczywistych pomiędzy Polska a Ukrainą w 2023 r. wpływ miały także zawarte dostawy pomocy awaryjnej: w kierunku importowym 5,1 GWh, a w kierunku eksportowym 28,2 GWh.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2023 r. – wyniósł 4 053,8 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 9 773,5 GWh i spadł o 17 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. Wzrósł dość znacznie import – wyniósł łącznie 13 827,3 GWh względem 9 911,3 GWh w 2022 r. (wzrost o prawie 40 proc. w porównaniu do roku poprzedniego).

Tak wysoki wzrost importu oraz fakt, że po okresie 2 lat Polska znów stała się importerem energii netto, był wynikiem powrotu do trendów obserwowanych przed 2021 r., które zostały zakłócone w 2021 i 2022 r. w związku z inwazją Rosji na Ukrainę.

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.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2023 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2023 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje). Na połączeniach Polska-Ukraina po stronie polskiej wystąpiło przedłużenie remontu linii 400 kV Rzeszów-Chmielnicka skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw do 0 MW w okresie 7-8 października 2023 r., 14-15 października 2023 r. oraz 21-22 października 2023 r., natomiast w odniesieniu do połączenia 220 kV Zamość-Dobrotwór wystąpiło wyłączenie awaryjne linii skutkujące redukcją praw przesyłowych alokowanych w przetargu miesięcznym w kierunku importowym do 0 MW 15 listopada 2023 r. (w godzinach 12:00-24:00) oraz 16 listopada 2023 r. (w godzinach 00:00-24:00).

3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

Tabela 7. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej

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.

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
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 ze zm.
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.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 1
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 54 ze zm.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 22 ze zm.

Źródło: Opracowanie własne URE.

Zgodnie z przepisami wyżej wskazanych w tabeli aktów prawnych organy regulacyjne Unii Europejskiej są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków i metod w nich określonych. Metody te można podzielić na europejskie, regionalne oraz krajowe i są opracowywane przez NEMO, ENTSO-E oraz operatorów systemów przesyłowych których dotyczą wskazane metody, tzn. krajowe przez krajowych OSP, regionalne przez OSP danego regionu a europejskie przez wszystkich OSP. Analogicznie wygląda sytuacja z zatwierdzaniem metod przez organy regulacyjne, z wyłączeniem metod europejskich, wobec których wydanie decyzji spoczywa zawsze na ACER. W przypadku, gdy organy regulacyjne w ramach regionu nie są w stanie ustalić wspólnego stanowiska, ze względu na brak osiągnięcia porozumienia (wystarczy, że jeden organ regulacyjny się sprzeciwi) lub w przypadku upływu terminu wydania decyzji, taka metoda również podlega zatwierdzeniu przez ACER.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)²⁴⁾, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, określiła ramy współpracy i wspólnej koordynacji w ramach poszczególnych regionów przez OSP i krajowe organy regulacyjne. Granice polskiego obszaru rynkowego są przypisane do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska i polsko-słowacka, Baltic – granica polsko-litewska). Ponadto rozporządzenie 2017/2195 jako region wskazuje poza CCR także odpowiedni obszar geograficzny oraz obszar synchroniczny. Rozporządzenie 2017/1485 wyróżnia dodatkowo blok regulacyjny mocy i częstotliwości (blok LFC), który oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości.

²⁴⁾ Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER, ze zmianami).

W zakresie handlu energią elektryczną na rynku dnia następnego oraz bieżącego rozporządzenie 2015/1222 nałożyło na każde państwo członkowskie obowiązek wyznaczenia co najmniej jednego NEMO w każdym obszarze rynkowym na swoim terytorium. Rolą NEMO jest przede wszystkim kojarzenie i przydzielanie ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z całej UE w zakresie rynku dnia następnego oraz bieżącego, publikacja cen oraz prowadzenie rozrachunków i rozliczeń zawartych kontraktów. Ze względu na specyfikę działań rolę tę w praktyce pełnią giełdy energii. Powyższe rozporządzenie ustanowiło dwie metody dopuszczenia NEMO do oferowania usług obrotu energią w danym państwie członkowskim. W pierwszym wypadku NEMO może być wyznaczony przez organ regulacyjny do pełnienia roli NEMO w danym państwie członkowskim. W drugim przypadku, jeżeli dany NEMO jest wyznaczony w innym państwie członkowskim, może on na podstawie powiadomienia państwa członkowskiego (tzw. paszportu) pełnić funkcję NEMO. Obecnie w polskim obszarze rynkowym działa trzech NEMO. Rolę wyznaczonego NEMO jako jedyna pełni obecnie TGE S.A., która w 2023 r., ponownie została wyznaczona przez Prezesa URE na NEMO na kolejne 4 lata, tj. do 2 grudnia 2027 r., oraz dwóch NEMO paszportowych=EPEX SPOT SE oraz Nord Pool EMCO A.S.

W celu umożliwienia działania w danym państwie członkowskim więcej niż jednego NEMO, ustalenia wspólnych relacji pomiędzy NEMO a także ich relacji z OSP konieczne było wdrożenie tzw. mechanizmu Multi-Nemo Arrangments (z ang. MNA). Dzięki wdrożeniu tego mechanizmu możliwe jest m.in. kojarzenie ofert w ramach jednego procesu rynkowego a także rozliczanie ofert w oparciu o jednolitą cenę obowiązującą w polskim obszarze rynkowym bez względu na to z którego usług NEMO dany uczestnik rynku skorzystał. Prezes URE zatwierdził MNA decyzją wydaną 5 czerwca 2017 r., która z późniejszymi zmianami aktualnie obowiązuje.

Metody lub warunki zatwierdzone w 2023 r. na podstawie wyżej wymienionych aktów prawnych zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 8. Metody lub warunki zatwierdzone w 2023 r. na podstawie rozporządzenia 2019/943 oraz wytycznych

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję ²⁵⁾
2015/1222	Zmiana ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na rynku dnia następnego	UE	Decyzja ACER Nr 01/2023 z 10 stycznia 2023 r.
	Zmiana ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na rynku dnia bieżącego	UE	Decyzja ACER Nr 02/2023 z 10 stycznia 2023 r.
	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 16/2023 z 21 grudnia 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	UE	Decyzja ACER Nr 10/2023 z 30 maja 2023 r.
	Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 8/2023 z 31 marca 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	region Core	Decyzja Prezesa URE z 5 grudnia 2023 r.

²⁵⁾ Decyzje wydane przez ACER dostępne są stronie: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>, natomiast decyzje wydane przez Prezesa URE na stronie <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje>

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję ²⁵⁾
2016/1719	Zmiana metody wymagań, podziału kosztu ustanowienia, rozwoju i obsługi wspólnej platformy alokacji	UE	Decyzja ACER z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 6/2023 z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych i zapłaty za nie	UE	Decyzja ACER Nr 7/2023 z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody rozdzielania międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Core	Decyzja Prezesa URE z 13 kwietnia 2023 r.
	Zmiana metody ujednoczonego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 18/2023 z 21 grudnia 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych w długoterminowych przedziałach czasowych	region Core	Decyzja ACER Nr 3/2023 z 18 stycznia 2023 r.
2017/2195	Zmiana ram dla ustanowienia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych	UE	Decyzja Prezesa URE z 10 maja 2023 r.
	Zmiana metody procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 29 września 2023 r.
	Metoda harmonizacji procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw dla poszczególnych przedziałów czasowych	UE	Decyzja ACER Nr 11/2023 z 19 lipca 2023 r.
2017/2196	Zmiana wykazu SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykazu 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	PL	Decyzja Prezesa URE z 14 czerwca 2023 r.
2019/943	Metoda w sprawie określania wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym	UE	Decyzja ACER Nr 12/2023 z 19 lipca 2023 r.
	Metoda ułatwiania zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym	UE	Decyzja ACER Nr 13/2023 z 19 lipca 2023 r.
	Decyzja zatwierdzająca wkład PSE S.A. do sprawozdania dotyczącego oceny,	PL	Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2023 r.

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję ²⁵⁾
	czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły w 2022 r. trajektorię liniową		
	Decyzja dotycząca przyznania PSE S.A. odstąpienia od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943	PL	Decyzja Prezesa URE z 21 grudnia 2023 r.
	Decyzja dotycząca rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych dla regionu Baltic	UE	Decyzja ACER Nr 17/2023 z 22 grudnia 2023 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2196

W czerwcu 2023 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 poprzednich zmian 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.

Tabela 9. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2023 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
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)	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁶⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

²⁶⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/17160/WykazSGU.pdf>

Rozporządzenie 2017/1485

W grudniu 2023 r. PSE S.A. wystąpiła z wnioskiem o zatwierdzenie dokumentu pt.: „All Continental Europe TSOs’ proposal for assumptions and methodology for a FCR probabilistic dimensioning in accordance with Article 153(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. 28 November 2023”. Metodologia ta zawiera zasady, na podstawie których zgodnie z art. 153 ust. 2 rozporządzenia 2017/1485, określane są tryb i warunki określania probabilistycznie zwymiarowanej wielkości rezerwy utrzymania częstotliwości dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Analogiczny wniosek złożyli do swoich organów regulacyjnych wszyscy OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Wniosek rozpatrywany jest we współpracy regulatorów w ramach ACER. Postępowanie nie zakończyło się w 2023 r.

Wdrażanie przyłączeniowych kodeksów sieci

W 2023 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

Rozporządzenie 2016/631 w części „tytuł III” określiło procedurę pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia nowych modułów wytwarzania energii, przy czym procedura przyłączania dotyczy każdego nowego modułu wytwarzania energii typu A, B, C i D. Stosownie do art. 33 rozporządzenia (UE) 2016/631, procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D²⁷⁾ obejmuje: (i) pozwolenie na podanie napięcia („EON”), (ii) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie („ION”) oraz (iii) ostateczne pozwolenie na użytkowanie („FON”). 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 (UE) 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 tego rozporządzenia.

W 2023 r. wpłynęło 6 wniosków właścicieli modułów wytwarzania energii w sprawie przedłużenia ważności tymczasowego pozwolenia na użytkowanie „ION” wydanego przez OSP/OSD dla modułów wytwarzania energii typu D. Do maja 2024 r. Prezes URE wydał 3 decyzje o przedłużeniu okresu, przez który właściciel modułu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia na użytkowanie „ION” – wydanego przez OSP dla modułu wytwarzania energii typu D. Informacja o odstępstwach została zamieszczona w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z art. 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE²⁸⁾ oraz została opublikowana na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER²⁹⁾.

²⁷⁾ Do typu D zalicza się moduły wytwarzania energii o wartości 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.

²⁸⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

²⁹⁾ <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

Pod koniec 2023 r. Prezes URE rozpoczął monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych swoich obowiązków w zakresie wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie („ION”) na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D przy uwzględnieniu procedury odstępstwa określonej w art. 60 rozporządzenia 2016/631. Monitorowaniem został objęty OSP oraz pięciu największych OSD. Monitorowanie nie zakończyło się w 2023 r.

Rozporządzenie (UE) 2016/631 w art. 3 ust. 1 przesądza, że co do zasady wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii uznanych za istotne, zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5, jednakże w art. 4 ust. 1 pkt a i b określają wyjątkowe przypadki, w których istniejące moduły wytwarzania energii podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu. Zgodnie z tymi przepisami, istniejące moduły wytwarzania energii nie podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu, za wyjątkiem przypadków, gdy moduł wytwarzania energii typu C lub D został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:

- właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu,
- jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie, oraz
- właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa oraz które wymogi niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie

W 2023 r. do Prezesa URE wpłynęło 7 wniosków OSD w trybie art. 4 ust. 1 pkt a lit. iii) rozporządzenia 2016/631, o wydanie decyzji stwierdzających konieczność zawarcia nowej umowy 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. Na podstawie ww. przepisów wydano 4 decyzje. Pozostałe postępowania nie zakończyły się w 2023 r.

Zgodnie z art. 4 ust. 1 pkt a i b rozporządzenia 2016/1388, wymogi określone w tym rozporządzeniu nie mają zastosowania do istniejących instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących systemów dystrybucyjnych, ani do istniejących jednostek odbiorczych, które są lub mogą być wykorzystywane przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, chyba że:

- a) istniejąca instalacja odbiorcza przyłączona do systemu przesyłowego, istniejąca instalacja dystrybucyjna przyłączona do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejąca jednostka odbiorcza w ramach instalacji odbiorczej przyłączonej pod napięciem powyżej 1 000 V lub zamkniętego systemu dystrybucyjnego przyłączonego pod napięciem powyżej 1 000 V zostały zmodyfikowane w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:
- właściciele instalacji odbiorczych, OSD lub OZSD, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne danej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu;
 - jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie; oraz
 - właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest

nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu mają zastosowanie lub

- b) organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie postanawia objąć istniejącą instalację odbiorczą przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejącą instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejącą jednostkę odbiorczą wszystkimi lub niektórymi wymogami niniejszego rozporządzenia, na wniosek właściwego OSP zgodnie z ust. 3, 4 i 5.

W 2023 r. Prezes URE wydał 2 decyzje na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a ppkt iii rozporządzenia 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.

W ramach współpracy z Agencją, przedstawiciele URE uczestniczyli w pracach ACER nad zmianą rozporządzeń 2016/631 i 2016/1388. W okresie od 17 lipca do 25 września 2023 r. ACER przeprowadziła konsultacje publiczne zmian do tych rozporządzeń, a w grudniu 2023 r. przekazała propozycje zmienionych rozporządzeń do dalszych prac w Komisji Europejskiej. Szczegóły dotyczące zmian kodeksów i przeprowadzonych konsultacji znajdują się na stronie internetowej ACER³⁰⁾.

W 2023 r. rozpoczęły się prace nad projektem nowego kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru (ang. *demand response*). Planuje się, że kodeks będzie określał wymogi dotyczące odpowiedzi odbioru, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i ograniczania zapotrzebowania, w tym przepisy dotyczące agregacji, aby przyczynić się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Dodatkowo, będzie określał obowiązki w zakresie zapewnienia dostawcom zasobów energetycznych i usług energetycznych dostępu do rynków energii elektrycznej, jak również ułatwiał udzielanie zamówień na odpowiednie usługi przez operatorów systemów w zakresie eksploatacji i planowania unijnej sieci elektroenergetycznej.

3.1.8. Elektromobilność

Prezes URE kontynuował realizację obowiązku związanego ze sprzedażą przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania w drodze przetargu³¹⁾. W pierwszym kwartale 2023 r. Prezes URE, na wniosek OSD, zatwierdził *Ogólne warunki przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania* dwóm operatorom: Grupa Azoty S.A. oraz Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. Pięciu OSD poinformowało Prezesa URE³²⁾ o przebiegu i wynikach przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania. W jednym przypadku, ze względu na brak ofert, postępowanie przetargowe nie doprowadziło do wyłonienia nabywcy ogólnodostępnych stacji ładowania.

Nowelizacja ustawy o elektromobilności³³⁾ uchyliła dotychczasowe przepisy dotyczące mechanizmu interwencyjnego w zakresie budowy przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania oraz wprowadziła przepis przejściowy w art. 25, zgodnie z którym do:

- 1) rozpoczętej budowy ogólnodostępnej stacji ładowania, która nie została oddana do eksploatacji przed 24 grudnia 2021 r.,

³⁰⁾ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-will-consult-amendments-electricity-grid-connection-network-codes>

³¹⁾ Art. 3a ust. 2 ustawy o elektromobilności.

³²⁾ Zgodnie z postanowieniami art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności.

³³⁾ 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”.

2) 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 nowelizacji ustawy o elektromobilności wprowadzono również przepis zakazujący OSD bycia operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania. Wyjątkiem od tego przepisu jest przypadek, w którym OSD przeprowadził procedurę przetargową w celu sprzedaży ogólnodostępnych stacji ładowania w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny. Zgodnie bowiem z art. 3a ust. 2 ustawy o elektromobilności, OSD może pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

- 1) w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg:
 - a) którego ogólne warunki, na jego wniosek, zostały zatwierdzone przez Prezesa URE, w drodze decyzji;
 - b) w wyniku którego nie została zawarta umowa sprzedaży tej stacji, w szczególności z uwagi na brak możliwości zapewnienia świadczenia usług ładowania niezwłocznie po nabyciu tej stacji i po rynkowych cenach,
- 2) podejmuje działania w celu zapewnienia, że w ogólnodostępnej stacji ładowania, której jest właścicielem, operator tej stacji realizuje obowiązek zapewnienia dostawcom usług ładowania dostępu do ogólnodostępnej stacji ładowania, na podstawie umowy zawartej na zasadach rynkowych.

Mając powyższe na uwadze, do maja 2024 r. Prezes URE stwierdził bezprzedmiotowość 14 decyzji w przedmiocie wyznaczenia przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania (gminy: Lublin, Białystok, Radom, Rzeszów, Kielce, m.st. Warszawa, Płock, Olsztyn, Gdynia, Koszalin, Elbląg, Toruń, Włocławek oraz Gdańsk). Kolejne postępowania w tym przedmiocie będą prowadzone w trakcie 2024 r.

3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2023 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 163 629 GWh (spadek o (-)6,58 proc. w porównaniu z 2022 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 167 518 GWh i zmniejszyło się o (-)3,44 proc. w porównaniu z 2022 r.

PKB w 2023 r., które według wstępnych szacunków GUS wzrósł o 0,2 proc.³⁴⁾ i był o 3,64 punktów procentowych większy niż spadek krajowego zużycia energii.

W 2023 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,5 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,3 proc. rozchodu energii elektrycznej.

W porównaniu z 2022 r., udział importu wzrósł o 0,5 punktu procentowego, zaś udział eksportu zmniejszył się o (-)2,6 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2023 r. 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

³⁴⁾ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2023-roku-szacunek-wstepny,2,13.html>

zwiększenie udziału wytwarzania w odnawialnych źródłach energii elektrycznej. W źródłach wiatrowych udział produkcji energii elektrycznej wzrósł z 10 proc. do 13 proc., a w innych źródłach odnawialnych wzrósł z 5 proc. do 8 proc.

W 2023 r. moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 67 770 MW, a moc osiągalna – 66 311 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,12 proc. oraz o 11,30 proc. w stosunku do 2022 r.³⁵⁾

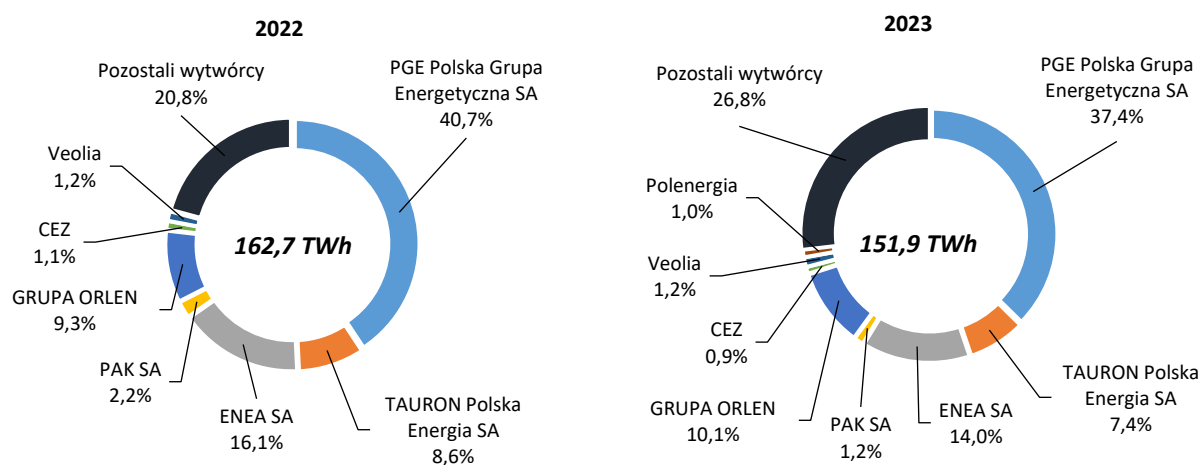
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 825,9 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 325,9 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 2,41 proc. oraz wzrost o 0,11 proc. w stosunku do danych z roku bezpośrednio poprzedzającego.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2023 r. miała minimalną tendencję wzrostową i wyniosła 51,9 proc. (wzrost o 0,1 punkty procentowe w stosunku do 2022 r.).

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

W 2023 r., podobnie jak w latach poprzednich, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej³⁶⁾. Jednakże udział tej grupy zmniejszył się ponad 8 punktów procentowych wobec 2022 r. Zmiana ta jest wynikiem istotnego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej brutto w 2023 r. w porównaniu z 2022 r. pochodzącej z paliw kopalnych, które dominują w strukturze wytwarzania energii w opisanej grupie kapitałowej. Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała nadal pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych. Rok 2023 był kolejnym rokiem, kiedy w sektorze wytwarzania rosło znaczenie grupy kapitałowej Orlen S.A. pod względem energii wprowadzonej do KSE.

Rysunek 19. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2022–2023 (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, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej, tj. poza grupami kapitałowymi. Wzrost udziału w 2023 r. tej grupy wytwórców wynika z istotnego wzrostu wytwarzania w instalacjach PV.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

³⁵⁾ Według stanu na 31 grudnia 2022 r. i 31 grudnia 2023 r., dane PSE S.A.

³⁶⁾ 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.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2023 r.³⁷⁾ istotnie spadł i wyniósł 61,4 proc. (spadek o 7,1 punktu procentowego w porównaniu z 2022 r.). Wyraźny trend spadkowy, kolejny rok z rzędu, utrzymywał też wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 8,5 punktu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2023 r., byli: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i Orlen S.A. Wytwórcy grupy kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. uplasowali się po raz pierwszy od wielu lat na czwartej pozycji. Z kolei pod względem ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej, w 2023 r. podobnie jak w 2022 r., do grupy trzech największych wytwórców należeli ci, którzy skupieni są w ww. trzech największych grupach kapitałowych (wytwórcy ci odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju).

Tabela 10. 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 ³⁸⁾	
					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
2023	4	4	44,2	61,4	976,2	1 762,1

* 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 2023 r. Wskaźniki koncentracji, według mocy zainstalowanej oraz według energii wprowadzonej do sieci, kolejny rok utrzymywały tendencję spadkową (oba spadły o prawie 16 proc w 2023 r. wobec 2022 r.).

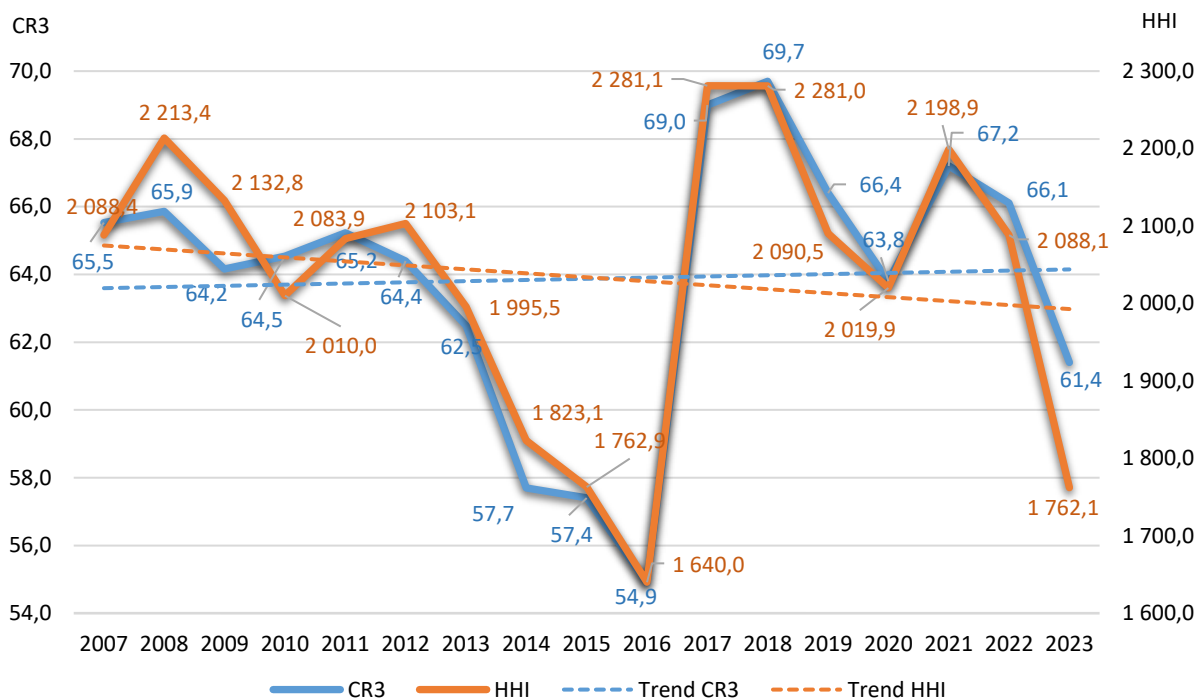
³⁷⁾ Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2022 r.

³⁸⁾ 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 postępowania 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).

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla energii wprowadzonej do sieci w 2023 r. zmniejszył wartość na tyle, że stopień koncentracji na rynku wytwarzania zmienił się z wysokiej na średnią. Z kolei wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej mieścił się nadal w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2023 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 20. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2023



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 z paliw kopalnych oraz różnych źródeł odnawialnych. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2023 r. wobec 2022 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 i zakup 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 2021–2023.

Tabela 11. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2021–2023 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2021	31,9	108,2	14,0	0,1	1,7	1,5
2022**	29,7	99,9	11,2	0,0	2,8	1,5
2023	38,7	69,1	12,0	0,0	2,1	0,2

* 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 2022 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 12. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2021–2023 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2021	111,0	118,9	7,3	1,4	133,1	23,8
2022**	108,7	90,5	7,0	2,8	128,7	21,6
2023	112,3	102,4	11,2	4,2	125,7	20,0

* 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 2022 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 2021–2023.

Tabela 13. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2021–2023 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2021	8,9	6,8	9,8	0,2	0,2
2022*	9,7	3,0	5,8	0,0	0,1
2023	4,6	2,1	7,2	0,0	0,0

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2022 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 14. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2021–2023 [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**
2021	51,3	12,5	107,2	213,0	5,5	2,8	2,2	0,2
2022*	44,1	16,1	104,1	183,2	7,6	2,7	2,8	0,2
2023	61,3	20,6	108,1	171,1	8,8	4,0	1,7	0,2

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2022 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

** Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż prosumenci oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

TGE S.A. zamknęła rok 2023 z dobrym wynikiem. Był to rekordowy okres pod względem wielkości spotowych obrotów energią elektryczną (wzrost o 91,4 proc. r/r), a także obrotów gwarancjami pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE (wzrost o 1,1 proc. r/r).

Likwidacja obliwa giełdowego w grudniu 2022 r. istotnie zmniejszyła płynność rynku na kontraktach terminowych, w szczególności kontraktach rocznych BASE_Y i PEAK_Y, które są podstawowymi kontraktami umożliwiającymi zabezpieczenie ryzyka na rynku detalicznym. Zgodnie z prawem, główni „gracze na rynku”, tj. wytwórcy oraz spółki obrotu, ponad 70 proc. swojej sprzedaży (w przypadku wytwórców) oraz ponad 70 proc. planowanego zakupu (spółki obrotu zabezpieczające portfel detaliczny) zakontraktowały pomiędzy sobą w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych ograniczając dostęp do powyższej energii klientom zewnętrznym – brak konkurencji na rynku hurtowym.

Istotne ograniczenie obrotów na publicznym rynku hurtowym przekłada się wprost na ograniczenie konkurencji na rynku detalicznym. Ograniczone możliwości zakontraktowania energii na rynku hurtowym przez niezależnych sprzedawców uniemożliwia im konkurowanie na rynku detalicznym. Należy przy tym zauważyć, że przepisy art. 49a ustawy – Prawo energetyczne zawierały szereg wyłączeń dla wytwórców od obowiązku sprzedaży. Wolumen sprzedanej energii nigdy nie wyniósł 100 proc.

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

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2023 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 sprzedaży energii elektrycznej obliczona na podstawie art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

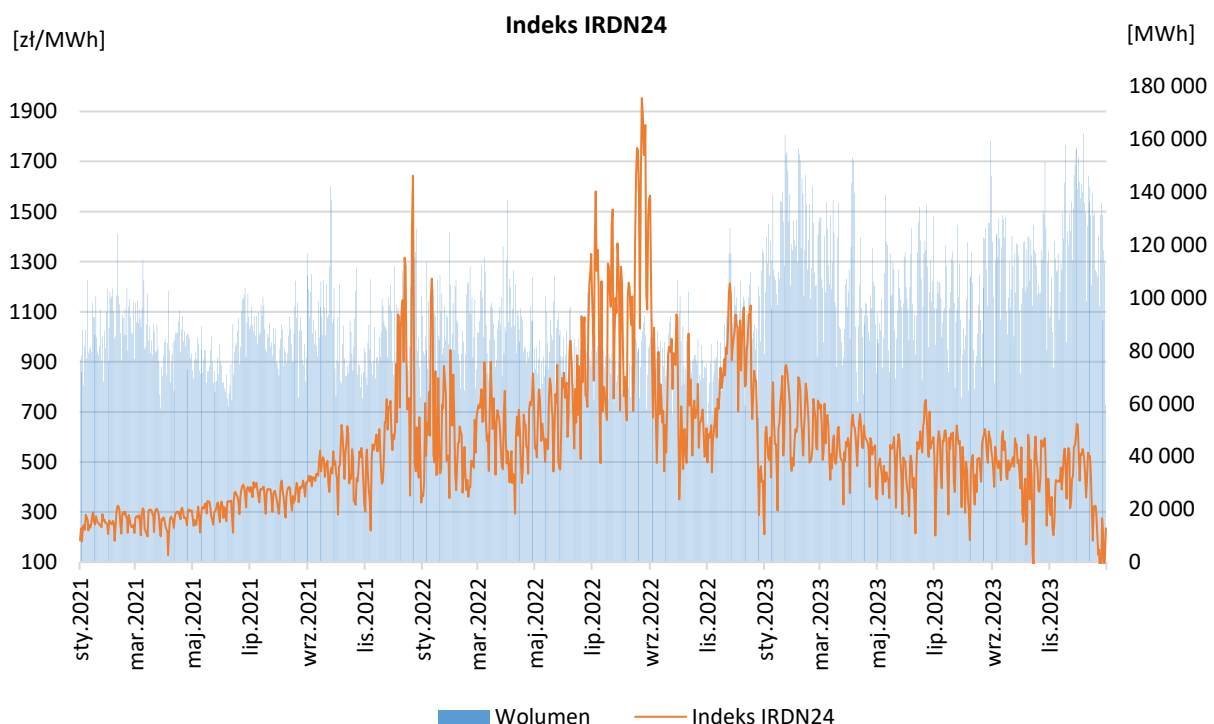
Wskaźnik	Rok 2023
Cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej [zł/kWh] (zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT)	0,7840
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	759,29

Wskaźnik	Rok 2023			
	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	889,69	751,44	736,39	679,20
Średnia kwartalna cena energii elektrycznej obliczona w oparciu o informacje o zawartych umowach lub porozumieniach dotyczących rozliczeń w grupach kapitałowych, na podstawie których przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej sprzedają, kupują lub rozliczają energię elektryczną [zł/MWh]	864,02	784,02	748,58	736,61

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 21. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz dzienny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2021–2023



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2023 r. wyniosła 533,62 zł/MWh i była niższa względem 2022 r. o 262,55 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 796,17 zł/MWh.

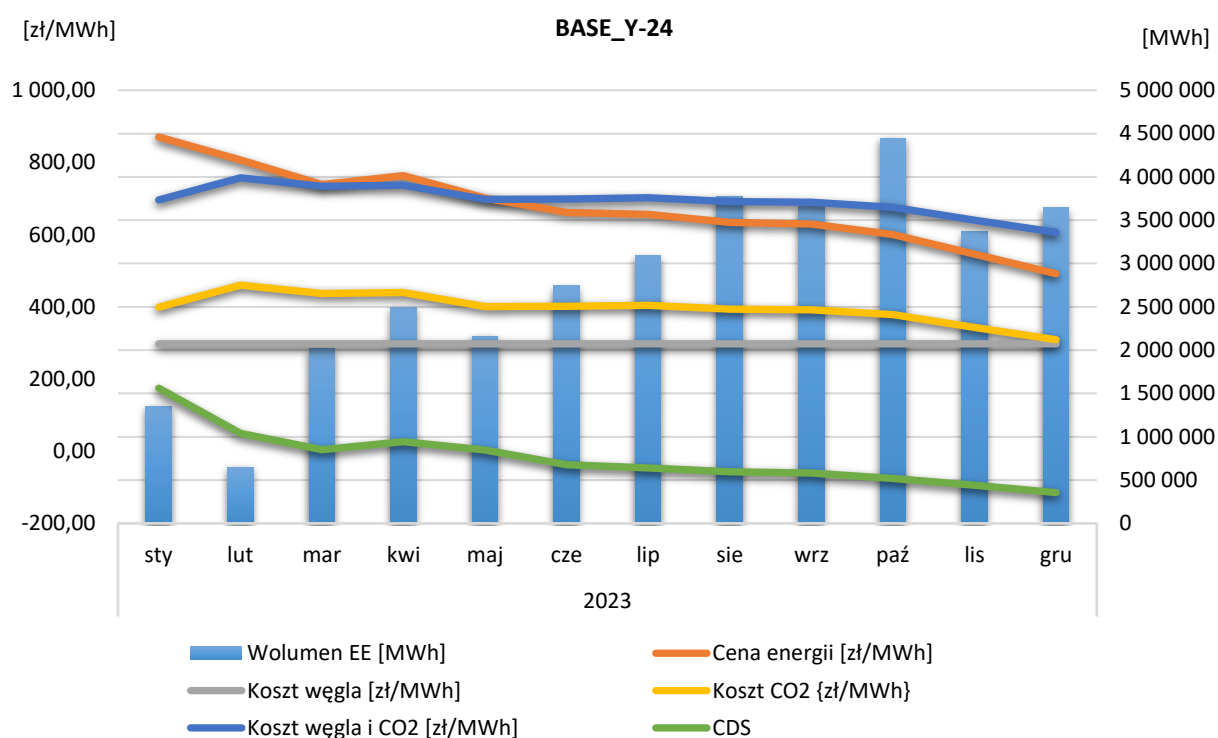
Ceny na rynku RTT/RTPE OTF TGE S.A.

Odnotowano spadek 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-24 w całym 2023 r. ukształtowała się na poziomie 642,19 zł/MWh, podczas gdy rok wcześniej średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-23 wyniosła 1 110,04 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-24 zawieranych w grudniu 2023 r. wyniosła 491,72 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-23 zawieranych w grudniu 2022 r. wyniosła 1 068,63 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 54 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 CO₂ oraz ceny węgla. W szczególności badaniem Prezesa URE został objęty poziom wskaźnika Clean Dark Spread (CDS)³⁹⁾.

Rysunek 22. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-24⁴⁰⁾ notowanego na TGE S.A. w 2023 r. [zł/MWh]



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

³⁹⁾ $CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO_2})$, 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 CO₂ przeliczona na koszt emisji CO₂ przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

⁴⁰⁾ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2024 r.

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.

Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku

W ramach wykonywania obowiązków REMIT URE prowadzi rejestrację uczestników polskiego rynku energii za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (*Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP*⁴¹⁾), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2023 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych 998 uczestników rynku z Polski (ok. 5,71 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2023 r. w porównaniu z 2022 r. wyniósł 22,15 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 zleceniach⁴²⁾ odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)⁴³⁾. Na koniec 2023 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 IIP⁴⁴⁾.

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

⁴¹⁾ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

⁴²⁾ Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

⁴³⁾ *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.

⁴⁴⁾ Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 31 /Q4 2022), informacja pt. „Disclosure of inside information”; [REMITQuarterly_Q4_2022_1.0.pdf \(europa.eu\)](#)

W 2023 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL⁴⁵⁾, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako IIP oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)⁴⁶⁾ w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca od 2019 r. platformę w zakresie hurtowego rynku gazu oraz od 2021 r. także w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej – *Gas Inside Information Platform* (GIIP). Zarówno TGE S.A., jak i OGP Gaz-System S.A., przeszły pozytywnie wszystkie etapy oceny ACER.

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 2023 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 2023 r. jeden z polskich PPAT zgłosił Prezesowi URE trzy przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

Tabela 15. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Stan na koniec 2023 r.	Unia Europejska	Polska
Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	17 481	998
Registered Reporting Mechanisms (RRM)	105	3
Podmioty ubiegające się w ACER o status IIP oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako IIP	21	2
PPATs	Brak zaktualizowanych danych	3

* Według stanu na 15 stycznia 2024 r. z wyłączeniem Centralnych Platform Przejrzystości (*Central Transparency Platforms*).

Źródło: Strona internetowa ACER – REMIT PORTAL.

⁴⁵⁾ REMIT PORTAL (acer-remit.eu)

⁴⁶⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

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

W 2023 r., przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach grup roboczych ACER, a także w spotkaniach dwustronnych z innymi organami regulacyjnymi. Poza dyskusjami dotyczącymi skuteczności nadzoru hurtowego rynku energii w kontekście m.in. handlu algorytmicznego, poruszane były kwestie nowelizacji rozporządzenia REMIT, której projekt⁴⁷⁾, wraz z kolejnymi wersjami, podlegał konsultacji od marca do grudnia 2023 r. W kontekście nowelizacji rozporządzenia REMIT, przedmiotem dyskusji oraz opiniowania były m.in. kwestie dotyczące zakresu nowych uprawnień ACER, nowych obowiązków uczestników rynku, w szczególności z krajów trzecich, a także nowej definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym. Współpraca odbywała się w formule spotkań on-line, jak i spotkań fizycznych, a także poprzez wymianę informacji i opinii w formie elektronicznej.

Ponadto, przedstawiciele Prezesa URE odbyli serię dwustronnych spotkań on-line z przedstawicielami ACER, celem omówienia i wypracowania zharmonizowanego podejścia do kwestii związanych z działaniami niektórych uczestników rynku, mogącymi świadczyć o potencjalnej manipulacji lub próbie manipulacji na rynku.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE⁴⁸⁾. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail⁴⁹⁾ pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Pracownicy URE wykonujący zadania związane z rozporządzeniem REMIT dostępni są również telefonicznie⁵⁰⁾. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”⁵¹⁾ 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)⁵²⁾, a także bezpośrednio do Prezesa URE.

Postępowania wyjaśniające

W ramach nadzoru hurtowego rynku energii, w 2023 r. Prezes URE analizował 10 spraw dotyczących potencjalnej manipulacji lub próby manipulacji na rynku, o których mowa w rozporządzeniu REMIT. Pięć z tych spraw wpłynęło w 2022 r. i były one kontynuowane w 2023 r., przy czym 1 sprawa została zgłoszona w 2022 r. przez polskiego PPAT, 1 za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (Notification Platform) przez zagranicznego PPAT, a pozostałe 3 sprawy – przez polskich odbiorców końcowych gazu ziemnego. Po dokonaniu szczegółowej analizy Prezes URE uznał, że w ww. trzech sprawach z 2022 r. zgłoszonych przez odbiorców końcowych gazu ziemnego nie ma podstaw do wszczęcia kontroli

⁴⁷⁾ [COM\(2023\) 147 1 PL ACT part1 v2.pdf \(sejm.gov.pl\);
\[https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniere/textes_adoptes/definitif/2024/0229/0116/P9_TA\\(2024\\)0116_EN.pdf\]\(https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniere/textes_adoptes/definitif/2024/0229/0116/P9_TA\(2024\)0116_EN.pdf\)](https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniere/textes_adoptes/definitif/2024/0229/0116/P9_TA(2024)0116_EN.pdf)

⁴⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

⁴⁹⁾ REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

⁵⁰⁾ [Departament Monitorowania Rynku - Departamenty - Urząd Regulacji Energetyki \(ure.gov.pl\)](https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit)

⁵¹⁾ <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

⁵²⁾ <https://www.acer-remit.eu/np/home>

REMIT⁵³), ani zarządzenia postępowania wyjaśniającego⁵⁴). Analiza pozostałych spraw była nadal kontynuowana w 2023 r.

Dodatkowo w omawianym okresie do Prezesa URE wpłynęło 5 spraw wskazujących na podejrzenie nadużycia związanego z potencjalną manipulacją lub próbą manipulacji na rynku, przy czym 3 sprawy zostały przekazane przez polskiego PPAT, a 2 zostały zgłoszone za pośrednictwem ACER Notification Platform przez zagranicznego PPAT. Sprawy te są kontynuowane w 2024 r.

W 2023 r. zostało złożone przez Prezesa URE jedno zawiadomienie do Prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku energii elektrycznej. Zawiadomienie to było następstwem przeprowadzonego w 2022 r. postępowania wyjaśniającego w sprawie dotyczącej podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzonego przez Prezesa URE na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej obserwowanym od 1 stycznia 2022 r. W kwietniu 2023 r., pod nadzorem Prokuratury, zostało wszczęte dochodzenie w przedmiotowej sprawie.

W 2023 r. prowadzono 8 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 energii⁵⁵) – art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne. Siedem z ww. postępowań w 2023 r. zakończyło się wymierzeniem kar pieniężnych. Jednego postępowania nie zakończono w 2023 r.

3.2.2. Rynek detaliczny

W 2023 r. spośród ponad 17,5 milionów odbiorców na rynku detalicznym (niespełna 19,1 mln punktów poboru energii), ok. 86,8 proc. stanowili odbiorcy, którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym (dane na podstawie badania ankietowego OSD, przeprowadzonego przez Prezesa URE). Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, objętych obowiązkiem rozdziału (unbundlingu) prawnego, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (tzw. OSDp) oraz 186 przedsiębiorstwa wyznaczone OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego i których sieci nie mają bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (tzw. OSDn). 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 podażowa 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 2023 r. było ich 186), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

⁵³) Art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁵⁴) Art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁵⁵) Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, str. 121.

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

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 16. 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	18 495 893	44 541 768	23 934 518	537,35
50-2 000 MWh	35 244	27 579 388	19 210 314	696,55
> 2 000 MWh	1 031	26 855 726	20 142 668	750,03
Razem	18 532 168	98 976 882	63 287 500	639,42

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 2023 r., w porównaniu z 2022 r., dalszemu znacznemu wzrostowi (o 2,23 proc.) uległa liczba odbiorców zużywających poniżej 50 MWh energii rocznie, w tym gospodarstw domowych, a jednocześnie obniżył się (aż o 5,58 proc.) wolumen energii sprzedanej w tej grupie odbiorców. Ze względu na wzrost średniej ceny sprzedaży z 505,21 zł/MWh do 537 zł/MWh, wartość energii sprzedanej wzrosła o 0,43 proc. Jeszcze większe spadki wolumenów sprzedaży przy jednoczesnym wzroście wartości energii sprzedanej odnotowano w pozostałych grupach odbiorców. W grupie odbiorców największych, której liczebność obniżyła się aż o 4,27 proc., wolumen energii sprzedanej obniżył się o 15,45 proc., a wartość sprzedaży wzrosła o 13,07 proc. – w tej grupie odnotowano najwyższy wzrost średniej ceny energii (o 33,73 proc.). Średnia cena dla wszystkich kategorii odbiorców wzrosła natomiast w 2023 r. w porównaniu do 2022 r. o 19,67 proc.

W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2022 r. i 2023 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Wzrost cen energii w IV kwartale 2023 r. odnotowano w grupach taryfowych A (6,1 proc.) i B (8,3 proc.). W 2023 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych nadal pozostawały zamrożone.

Tabela 17. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2022 r.			IV kwartał 2023 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	879,20	600,60	278,60	895,45	547,07	348,39
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	797,02	726,68	70,34	880,34	771,17	109,17
odbiorcy na SN (grupy B)	838,20	620,80	217,39	984,97	672,41	312,56
odbiorcy na nN (grupy C)	1 476,19	1 107,07	369,12	1 303,55	765,12	538,43
odbiorcy grup G	736,70	442,05	294,65	737,00	416,78	320,23
w tym: gosp. domowe	755,92	453,92	302,00	757,85	426,98	330,87

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Średnia cena energii dla wszystkich grup odbiorców podlegała fluktuacjom w ciągu roku, by w IV kwartale 2023 r. ukształtować się poniżej poziomu ceny z IV kwartału 2022 r. (spadek o blisko 9 proc.), natomiast średni wzrost opłaty dystrybucyjnej w ujęciu kwartał do kwartału wyniósł nieco ponad 25 proc. Wzrost cen energii w porównaniu IV kwartał 2023 r. do IV kwartału 2022 r. odnotowano w grupach taryfowych A (6,1 proc.) i B (8,3 proc.). Najsilniejszy spadek zaobserwowano natomiast w grupie taryfowej C (nieco ponad 30 proc.), gdzie cena energii w IV kwartale uplasowała się na poziomie bardzo zbliżonym do ceny energii dla pozostałych grup odbiorców instytucjonalnych. W grupach A, B i C odnotowano także najwyższe wzrosty opłaty dystrybucyjnej (wartości odpowiednio: 55,2, 43,8 oraz 45,9 proc.). Cena energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych obniżyła się o blisko 6 proc., a wynik ten mimo zamrożenia cen na poziomie z 2022 r., jest wynikiem zwiększenia puli odbiorców korzystających z zamrożonych cen energii (wskutek zmiany przepisów oraz indywidualnych decyzji odbiorców). Opłata dystrybucyjna dla tej grupy odbiorców wzrosła o 9,6 proc.

Ostatecznie jednak, 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 ujęciu IV kwartał 2023 r. do IV kwartału 2022 r. obserwujemy wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 1,8 proc. średnio, dla wszystkich grup taryfowych. Wyższe wzrosty dotyczyły grupy taryfowej A (10,5 proc.) oraz B (17,5 proc.), natomiast w grupie C odnotowano spadek o 11,7 proc. Opisana dynamika cen energii elektrycznej – znacznie mniejsze wzrosty cen w porównaniu do dynamiki z 2022 r. – pozwalają na ostrożną ocenę odnośnie stabilizacji cen na rynku detalicznym w 2023 r. Widać także, że rok 2023 był rokiem pomyślnej odmiany sytuacji odbiorców w grupie taryfowej C, którzy zapewne stali się obiektem konkurencyjnego zainteresowania (łakomym kąskiem) sprzedawców energii.

Dla sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, regulator kontynuował w 2023 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania takiej oferty. Na koniec 2023 r., oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 12 sprzedawców energii elektrycznej, a w grudniu 2023 r. oferty na styczeń zaprezentowało tylko 10 sprzedawców. Niewielka i zmniejszająca się liczba ofert jest wynikiem zamrożenia cen energii na stosunkowo niskim poziomie, wskutek czego sprzedawcy mieli trudność w przygotowaniu ofert, które mogłyby okazać się atrakcyjne dla odbiorców energii. W 2023 r. 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.

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 2023 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA wyniosła 78 746 477 MWh, tj. 55,39 proc. energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2022 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy obniżył się o 2 226 718 MWh. Mimo spadku wolumenu w 2023 r., wzrósł jednocześnie udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom o 0,5 punktu procentowego (w 2022 r. udział wynosił 54,89 proc.).

Z uzyskanych danych wynika, że w 2023 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 3,15 proc. w stosunku do 2022 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 5,88 proc., zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 2,25 proc.

Rosnąca liczba odbiorców TPA (w ujęciu narastającym) nie świadczy o wzmożonym rozwoju rynku w danym roku – w celu sformułowania oceny w tym zakresie Prezes URE oblicza wskaźnik TPA za dany rok, rozumiany jako stosunek liczby zmian sprzedawcy do ogólnej liczby odbiorców. W 2023 r. wskaźnik ten nieznacznie obniżył się w porównaniu do poprzedniego roku i osiągnął wartość 0,11 (w 2022 r. wyniósł 0,13). Główną przyczyną utrzymania się tego wskaźnika na niskim poziomie jest brak konkurencyjnych ofert w sytuacji utrzymującego się w 2023 r. zamrożenia cen energii dla gospodarstw domowych.

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE (badanie sześciu największych sprzedawców) wynika, że na dzień 31 grudnia 2023 r. blisko 64 proc. odbiorców kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

W 2023 r. w Polsce nie oferowano powszechnie możliwości zakupu energii z ceną dynamiczną. Zakończono zostały prace legislacyjne przygotowujące do wdrażania umów z ceną dynamiczną, które mają być oferowane odbiorcom począwszy od 24 sierpnia 2024 r..

Interwencje

W 2023 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach związanych z przyłączaniem do sieci oraz realizacją warunków umów już zawartych i rozliczeniami. Prosumenci zgłaszali uwagi w zakresie niedotrzymania parametrów jakościowych i sposobu prowadzenia rozliczeń za energię wytworzoną w mikroinstalacjach. Istotną część wątpliwości odbiorców dotyczyła stosowania wobec odbiorców zamrożonych cen w określonych ustawą limitach zużycia energii.

Skargi na działania przedsiębiorców 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 Urzędzie podejmowano działania interwencyjne i wyjaśniające w zakresie przyznaných uprawnień, m.in. na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przyznającego Prezesowi URE prawo do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego dokumentów i informacji, pod groźbą kary pieniężnej. W większości opisywanych spraw wykorzystuje się tzw. „miękkie kompetencje” Prezesa URE, a podejmowane czynności niejednokrotnie pozwalają uzyskać pozytywne dla odbiorców rezultaty.

W ramach monitorowania działalności OSD oraz sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych Prezes URE dokonał analizy skarg/zgłoszeń odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych kierowanych w okresie od 1 maja 2021 r. do 30 kwietnia 2023 r. W wyniku dokonanej analizy ilościowej i jakościowej skarg/zgłoszeń, URE zorganizował spotkania z przedstawicielami wybranych przedsiębiorstw energetycznych w celu wspólnego przeanalizowania problematycznych obszarów i ustalenia środków, jakie mogą być podjęte w celu ograniczenia niepożądanych zjawisk.

Inteligentne opomiarowanie

Z obowiązków nałożonych na Polskę przez III pakiet dyrektyw rynkowych Unii Europejskiej, w szczególności dotyczących zapewnienia wszystkim odbiorcom energii elektrycznej dostępu do informacji, umożliwiających praktyczne zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej, wynika sukcesywna instalacja przez OSD oraz spółki obrotu energią elektryczną nowoczesnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

Inteligentny system pomiarowo-rozliczeniowy to system elektroniczny, za pomocą którego można zmierzyć zużycie energii, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przysyłać i otrzymywać dane przy wykorzystaniu łączności elektronicznej. Systemy te obejmują inteligentne liczniki energii elektrycznej odbiorców energii, infrastrukturę telekomunikacyjną, centralną bazę danych oraz system zarządzający.

Zmiany na rynku energii w postaci wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego mają przynieść takie korzyści jak:

- wymianę informacji pomiędzy użytkownikami systemu oraz m.in. dokładniejsze prognozowanie generacji rozproszonej,
- lepsze zarządzanie zużyciem energii elektrycznej,
- spersonalizowanie ofert dopasowanych do potrzeb danego klienta, czy też wdrożenie nowych usług odbiorcom końcowym (np. rozliczanie zużycia zgodnie z taryfą dynamiczną),
- obniżenie bariery wejścia na rynek nowych podmiotów świadczących usługi w sektorze elektroenergetycznym.

Istotną kwestią jest fakt, że na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostało wydane rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego⁵⁶⁾. Rozporządzenie to określiło m.in. wymagania, jakie mają spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej, dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, standardy komunikacji itd.

Zgodnie z harmonogramem prac wynikającym z kilku ustaw⁵⁷⁾, sprzedawcy zobowiązani są do przekazania OSP informacji o punktach pomiarowych w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy – szczegółowy zakres informacji określony jest w IRiESP.

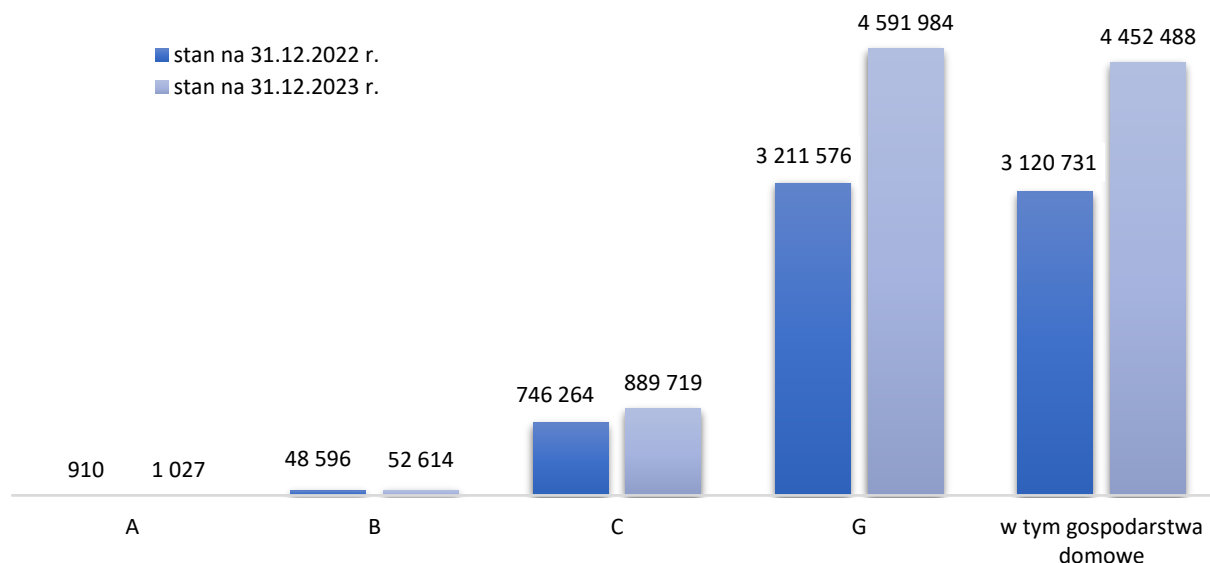
Zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie – Prawo energetyczne, na OSD ciąży obowiązek instalacji do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców 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. Harmonogram wskazujący ścieżkę dojścia do celu wyznaczył cel pośredni – do 31 grudnia 2023 r. montaż liczników w przynajmniej 15 proc. punktów poboru energii (PPE).

W związku z tym Prezes URE przeprowadził pogłębione badanie stanu wyposażenia w inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe na koniec grudnia 2023 r.

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 przedstawia się jak poniżej.

⁵⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 788, dalej: rozporządzenie ws. systemu pomiarowego

⁵⁷⁾ Tj.: ustawy z 20 maja 2021 r., ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1506) oraz ustawy z 28 lipca 2023 r.

Rysunek 23. Liczba liczników inteligentnych (według grup taryfowych) – porównanie

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego.

Wskazane liczby dotyczą wszystkich liczników zdalnego odczytu, niezależnie od tego czy spełniają one zastrzeżone normy, wyznaczone rozporządzeniem ws. systemu pomiarowego.

Łącznie we wszystkich grupach odbiorców odsetek inteligentnych układów pomiarowych w stosunku do ogólnej liczby tych urządzeń wyniósł na koniec 2023 r. nieco ponad 29 proc., przy czym odbiorcy w grupach taryfowych A i B są prawie w 100 proc. wyposażeni w liczniki zdalnego odczytu.

Tabela 18. Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych, stan na 31 grudnia 2023 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM		
	liczba PPE	liczba PPE z LZO	
A	1 032	1 027	99,52%
B	53 016	52 614	99,24%
C	1 615 787	889 719	55,06%
G	17 390 151	4 591 984	26,41%
w tym gospodarstwa domowe	16 510 389	4 452 488	26,97%
Suma	19 059 986	5 535 344	29,04%

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

Tabela 19. Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych w podziale na liczniki spełniające minimalne wymogi rozporządzenia* oraz liczniki (LZO) spełniające wymogi ustawy – Prawo energetyczne**, stan na 31 grudnia 2023 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM		
	liczba LZO spełniających wymogi rozporządzenia	liczba LZO spełniających wymogi z ustawy – Prawo energetyczne	łącznie
A	20,74%	78,78%	99,52%
B	0,80%	98,44%	99,24%
C	17,92%	37,14%	55,06%
G	12,35%	14,06%	26,41%
<i>w tym gospodarstwa domowe</i>	12,45%	14,52%	26,97%
Suma C i G	12,82%	16,02%	28,84%
Suma	12,79%	16,25%	29,04%

* Liczniki, które spełniają co najmniej minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne oraz minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone odpowiednio w Załącznikach nr 1 i 3 rozporządzenia ws. systemu pomiarowego.

** Zaliczono tu liczniki (a) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów ww. rozporządzenia oraz (b) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów ww. rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

Wstrzymanie dostaw energii

W 2023 r. doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do 195 155 odbiorców (biorąc pod uwagę liczbę punktów poboru energii), co stanowi 1,03 proc. ogólnej liczby odbiorców. Około 70,5 proc. przypadków wstrzymania dostaw energii dotyczyło odbiorców w gospodarstwach domowych.

Przyczyną prawie wszystkich tych zdarzeń (96,3 proc. ogółem, a 95,06 proc. w grupie gospodarstw domowych) był brak terminowej płatności za pobraną energię elektryczną. Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. przepisami, przedsiębiorstwo energetyczne, którego odbiorca (wyłącznie gospodarstwa domowe) zalega z płatnością za usługi, przed wstrzymaniem dostaw informuje konsumenta o dostępnych rozwiązaniach alternatywnych, takich jak przedpłaty, audyt energetyczny, usługi doradcze w zakresie energii elektrycznej czy zarządzania długiem.

Liczniki przedpłatowe

W przypadku przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego dopływ energii elektrycznej zostaje uruchomiony po wcześniejszym uiszczeniu z góry należności za porcję energii. Odbiorca (z reguły gospodarstwo domowe) decyduje o użyciu energii elektrycznej, a także ponosi opłaty stałe, niezależnie od tego, czy energia elektryczna jest przez niego pobierana. Wniosek o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego może złożyć odbiorca wrażliwy energii elektrycznej i wówczas operator obowiązany jest zainstalować taki licznik na własny koszt. Ponadto, licznik przedpłatowy może być zamontowany z inicjatywy przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji, gdy konsument: co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca, nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego jest dostarczana energia elektryczna oraz

gdy użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego także ponosi operator, a w razie braku zgody odbiorcy na montaż licznika przedpłatowego OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę.

Ponadto, zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego na koszt operatora jest możliwe w sytuacji, gdy konsument wystąpi z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem do spraw negocjacji działającym przy Prezesie URE w przedmiocie rozpatrzenia sporu dotyczącego dostarczania energii elektrycznej albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu leżącego w kompetencjach tego organu.

Według danych z badania ankietowego CSIRE, w systemie elektroenergetycznym Polski na koniec 2023 r. zainstalowane było 175 079 liczników przedpłatowych.

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.

Na mocy art. 15 ustawy z dnia 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym, wnioski o wypłatę dodatku energetycznego złożone w 2023 r. były pozostawiane bez rozpoznania, co oznacza, że w 2023 r. nie przyznawano dodatku energetycznego dla odbiorców wrażliwych energii elektrycznej. Zawieszenie wypłat dodatków energetycznych było związane z wprowadzeniem bardziej efektywnych, kompleksowych form wsparcia, chroniących gospodarstwa domowe w Polsce, w tym odbiorców wrażliwych, przed rosnącymi kosztami zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz oraz rosnącymi kosztami ogrzewania w latach 2022–2024.

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. 8d⁷ 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.

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

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

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, jednakże nie wszystkie zgłaszane przez odbiorców skargi leżą w kompetencjach Prezesa URE, do takich zaliczają się np. sprawy dotyczące kwestii związanych z procesem zawierania umów, w szczególności przekazywanie nierzetelnej informacji o ofercie, w tym o opłatach, warunkach umowy i związanymi z tym nieuczciwymi praktykami. Dlatego też, w celu minimalizacji tego typu praktyk sygnalizowanych przez odbiorców oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, w ramach współpracy z Prezesem UOKiK, przekazywał pisma odbiorców dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

Nadto, w sierpniu 2023 r. Prezes URE poinformował Prezesa UOKiK o licznych skargach odbiorców energii elektrycznej, którzy w 2022 r. zawarli z jednym ze sprzedawców umowy, na podstawie których nabywali energię po cenach niezmiennych przez cały 2023 r. lub przez jego część, tj. umów z gwarancją stałej ceny. Jak wynikało z otrzymanych pism, sprzedawca stosował wobec odbiorców, w tym także odbiorców w gospodarstwach domowych, praktykę polegającą na „automatycznym” – w przypadku niepodjęcia przez odbiorcę żadnych działań po przedstawieniu mu nowej oferty (często drogą elektroniczną, mail) – przedłużaniu umów, z rozliczeniem w oparciu o ofertę z gwarancją stałej ceny i znacznie podwyższoną, w stosunku do poprzedniego okresu, opłatą handlową. W ocenie Prezesa URE, działania te mogły stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pytaniami kierowanymi (głównie telefonicznie) do URE.

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.

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 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.

Rozpatrywanie skarg

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych są rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne URE. Wachlarz kwestii poruszanych przez odbiorców w 2023 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Merytoryczny zakres zagadnień podnoszonych w skargach od odbiorców uległ w 2023 r. poszerzeniu o wątki dotyczące funkcjonowania w tym roku szczególnych rozwiązań prawnych służących ochronie odbiorców paliw gazowych i energii przed gwałtownymi wzrostami cen tych dóbr.

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, przy czym przeważająca większość skarg to zgłoszenia wpływające od prosumentów, którzy skarżyli się na nieprawidłową wartość napięcia w sieci i związane z tym problemy z działaniem mikroinstalacji fotowoltaicznych,

- nieuczciwe praktyki handlowe: odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, zgłoszenia te dotyczyły wprowadzania w błąd podczas zawierania umów oraz stosowania praktyki milczącej zgody odbiorcy na oferty, z których rezygnacja pociąga za sobą karę umowną,
- 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) w 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, wysokości prognoz oraz podstaw do korygowania faktur,
- cena/taryfa: odbiorcy zgłaszali skargi na złą kwalifikację do grupy taryfowej oraz skarżyli się na wysokość cen i stawek opłat za media, duża liczba skarg z tej kategorii dotyczyła niejasności wokół interpretacji i stosowania instrumentów wpływających na wysokość cen i stawek opłat za energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło w 2023 r. oraz ich zmian,
- 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, zwłoki w realizacji zgłoszeń i dyspozycji składanych przez odbiorców oraz 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 (sprzedawców i operatorów systemów dystrybucyjnych) zgłaszane do URE* przez odbiorców w gospodarstwach domowych

Rodzaj skargi	Energia elektryczna	Gaz
Przyłączenie do sieci	489	220
Opomiarowanie	275	22
Jakość dostaw	424	13
Nieuczciwe praktyki handlowe	51	4
Umowy i sprzedaż	1 099	84
Rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie	29	3
Wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności	112	27
Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	2 371	297
Cena/taryfa	882	105
Rekompensaty	58	4
Zmiana sprzedawcy	69	9
Obsługa klienta	533	56
Mikrogeneracja/prosumpcja	1 061	0
inne	152	27

* Przedstawione dane obejmują skargi zgłaszane do komórek organizacyjnych URE oraz do działającego przy Prezesie URE Koordynatora ds. Negocjacji.

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 prosumencka⁵⁸⁾. Na przestrzeni lat 2018–2023 odnotowano wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji prosumenckich z 0,35 GW do ponad 11,3 GW, natomiast liczba prosumentów wzrosła w tym okresie z 51 tys. do ponad 1 400 tys.

Zauważyć należy, że jeszcze 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 swego 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.

Wspomnieć również należy, że w 2023 r. wprowadzono nową możliwość rozliczeń dla prosumentów energii odnawialnej wytwarzających energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Opracowane rozwiązanie – instytucja „prosumenta lokatorskiego” umożliwi obniżenie kosztów utrzymania nieruchomości i rozszerza dotychczasowe możliwości oparte na instytucjach prosumenta zbiorowego oraz prosumenta wirtualnego.

Efekt 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. Choć definicję spółdzielni energetycznej wprowadzono w ustawie o OZE już w 2016 r., a przepisy obecnie regulujące funkcjonowanie spółdzielni energetycznych zostały wprowadzone w 2019 r., to wzrost popularności tej formy prawnej prowadzenia działalności obserwuje się od 2023 r. Przed 2023 r. w Wykazie spółdzielni energetycznych prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa zarejestrowane były tylko dwie spółdzielnie energetyczne, w samym tylko 2023 r. wpisanych zostało kolejnych 19⁵⁹⁾.

Ze znanych doświadczeń spółdzielni energetycznych wynika, że głównym wyzwaniem jest samo utworzenie spółdzielni i związane z tym obowiązki, takie jak:

⁵⁸⁾ 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.

⁵⁹⁾ Według stanu na 23 lipca 2024 r. w Wykazie spółdzielni energetycznych prowadzonym przez Dyrektora KOWR (<https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzielni-energetycznych>) wpisanych jest łącznie 36 spółdzielni energetycznych.

- 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.

W 2023 r. wprowadzono w ustawie o odnawialnych źródłach energii ułatwienia dla funkcjonowania spółdzielni energetycznych. Nowe rozwiązania doprecyzowują definicję i przedmiot działalności spółdzielni energetycznych, warunki współpracy spółdzielni energetycznej ze sprzedawcami energii oraz operatorami systemów dystrybucyjnych. Ponadto upraszczają warunki sprawozdawczości i zasady rozliczeń.

Przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii zawierają również definicję klastra energii, rozumianego jako porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, którego stroną jest co najmniej:

- a) jednostka samorządu terytorialnego lub
- b) spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej⁶⁰⁾ przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub
- c) spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki, o której mowa w lit. b, jest większy niż 50 proc. lub przekracza 50 proc. liczby udziałów lub akcji.

Tego rodzaju sposób współdziałania w obszarze energetyki rozproszonej znajduje coraz większe uznanie, przyczyniając się do jej rozwoju na poziomie lokalnym. W 2023 r. zostały uchwalone przepisy doprecyzowujące m.in. definicję klastra energii, zasady współpracy biznesowej w ramach klastrów energii, zakres podmiotowy i przedmiotowy klastra energii oraz obszar działania klastra energii. Nowe przepisy przewidują również szczególne uprawnienia administracyjno-prawne oraz dedykowany system wsparcia, z którego będą mogły skorzystać podmioty wpisane do nowego rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE. Regulacja zakłada również ścisłą współpracę klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnych, której celem jest odciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego.

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. 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.

⁶⁰⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 679.

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:
 - brak regulacji nakładających obowiązek 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;
 - 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 na temat energetyki rozproszonej na poziomie jednostek samorządu terytorialnego, braki kadrowe);
 - nieznanostwo 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 i 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 w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

W postępowaniach administracyjnych o zatwierdzanie 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 (z wyjątkiem taryf w zakresie przesyłania paliw gazowych, do których stosuje się rozporządzenie NC TAR) wprowadzają taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż 45 dnia od dnia ich publikacji, natomiast przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wprowadzają taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od jej opublikowania w Biuletynie Branżowym URE. W przypadku taryf w zakresie przesyłania paliw gazowych, ich publikacja następuje nie później niż na 30 dni przed coroczną procedurą aukcji zdolności rocznej.

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

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Za przyłączenie do sieci 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 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 ¼ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych energetycznych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą:

- OGP Gaz-System S.A. pełniąca funkcję operatora:
 - systemu przesyłowego na sieci własnej i sieci gazociągów należących do przedsiębiorstwa SGT EuRoPol Gaz S.A.;
 - systemu regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
- 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 2023 r. stosowana była taryfa OGP Gaz-System S.A. zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 3 czerwca 2022 r., zmieniona decyzją z 15 grudnia 2022 r. Zmiana polegała na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu i energii elektrycznej na potrzeby własne oraz wzrostem kosztów własnych, w porównaniu do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy.

Decyzją z 2 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2022 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 135 311 tys. zł,

z czego w kalkulacji taryfy na 2024 r. została uwzględniona kwota 102 228 tys. zł. Pozostała część salda konta regulacyjnego w kwocie 33 083 tys. zł zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej „Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.”, stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informacji nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.⁶¹⁾, wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych (czyli standardowych produktów z zakresu zdolności przesyłowych), świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotanowego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do instalacji magazynowych.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej⁶²⁾, zgodnie z postanowieniami powyższej informacji nr 7/2023, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex-ante*:

- 6 proc. dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych produktów z zakresu zdolności dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi,
- 2 proc. dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych z zakresu zdolności dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia.

W metodzie tej, w rozliczeniach z użytkownikiem systemu przesyłowego, stosowana jest cena bazowa produktu z zakresu zdolności przerywanej (uwzględniająca powyższy rabat) niezależnie od faktycznego wystąpienia ograniczenia przepustowości w danym punkcie. W przypadku wystąpienia przerwania użytkownik nie otrzymuje dodatkowego rabatu/bonifikaty.

Rabat *ex-ante* nie będzie stosowany dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (tzw. rewersu wirtualnego), dla których, na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego, jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80 proc.). Tym niemniej, w związku z art. 16 rozporządzenia NC TAR, 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 na 2024 r., podobnie jak w przypadku taryfy 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. Do 2022 r. 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 są oferowane przez operatora na wniosek użytkownika w wybranych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z kopalń gazu ziemnego.

⁶¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikiow-sezonowych-do-taryf-na.html>

⁶²⁾ 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.

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 określanej 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 spowodowało, że koszty związane m.in. z eksploatacją i remontami stacji redukcyjno-pomiarowych są ponoszone przez użytkowników korzystających z usług redukcji. 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 2024 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Decyzją z 13 grudnia 2023 r. została zatwierdzona zmiana taryfy na 2024 r. polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze zmianą kosztów zakupu usług magazynowania paliw gazowych oraz aktualizacją wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału. Powodem zmiany w zakresie kosztu usług magazynowych była zmiana przepisów prawa, tj. art. 45 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonego ustawą z 28 lipca 2023 r., który stanowi, że „w kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3”. Natomiast zmiana w zakresie wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału wynikała z opublikowanej przez Prezesa URE 29 listopada 2023 r. „Metodologii określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028”⁶³⁾. Operator dokonał wyboru stałej wartości wskaźnika kosztu kapitału (WACC=7,597 proc.) dla całego okresu obowiązywania powyższej metodologii, bez możliwości jego zmiany.

Taryfa PSG Sp. z o.o.

W 2023 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania dotyczące taryf ustalonych przez PSG Sp. z o.o., tj. największego w skali kraju operatora świadczącego usługi dystrybucji paliw gazowych.

⁶³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacji-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

2 stycznia 2023 r. została zatwierdzona zmiana taryfy zatwierdzonej w grudniu 2022 r. Zmiana ta polegała na uzupełnieniu treści taryfy o stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji, które przedsiębiorstwo zobowiązane było stosować od 1 stycznia do 31 grudnia 2023 r. Art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r. zobowiązał bowiem przedsiębiorstwo do uwzględnienia w taryfie przeznaczonej do stosowania w 2023 r. – stawek opłat dystrybucyjnych, uwzględnionych w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W lipcu 2023 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia kolejnej zmiany taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych, gdyż w ocenie regulatora, przedsiębiorstwo w toku prowadzonego postępowania nie wykazało, że wystąpiły okoliczności uzasadniające zmianę ostatecznej decyzji zatwierdzającej taryfę.

Następnie decyzją z 15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 grudnia 2024 r. Została ona wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2024 r. i spowodowała wzrost średnich płatności za usługi dystrybucji dla gazu ziemnego wysokometanowego o 5,02 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (Lw) – o 5 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (Ls) – o 4,75 proc. i dla gazu koksowniczego o 21,18 proc.

Jednocześnie 22 grudnia 2023 r. została ogłoszona ustawa z 7 grudnia 2023 r., która wydłużyła „zamrożenie” m.in. stawek opłat za usługi dystrybucji paliw gazowych do 30 czerwca 2024 r. W zakresie paliw gazowych stosowne regulacje wynikały ze zmian wprowadzonych w ustawie z 15 grudnia 2022 r.

W konsekwencji przedsiębiorstwo wystąpiło o zmianę taryfy, polegającą na uzupełnieniu jej treści o stawki opłat dystrybucyjnych, które PSG Sp. z o.o. obowiązana jest stosować dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r., tj. stawki uwzględnione w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. (zgodnie z art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r.)

Zatem w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 30 czerwca 2024 r., przedsiębiorstwo stosuje dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, stawki opłat za usługi dystrybucji ustalone w zmianie taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych, zatwierdzonej 17 sierpnia 2022 r.

Korekta ostatniej taryfy polegała również na dostosowaniu jej treści do zmienionego brzmienia przepisów w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych – rozporządzeniem z 23 listopada 2023 r. Minister Klimatu i Środowiska dokonał bowiem nowelizacji przepisów rozporządzenia taryfowego gazowego.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2023 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne dotyczące taryf za usługi magazynowania. 16 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 marca 2024 r. łączna pojemność czynna instalacji magazynowych (IM), w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji poprzedniej taryfy zwiększyła się o 97,1 mln m³ (wzrost na IM Strachocina o 100 mln m³ i zmniejszenie o 2,9 mln m³ na IM Kosakowo) i wynosiła 3 327,7 mln m³. W efekcie, wzrosła liczba dostępnych pakietów o 5 409 szt., tj. do poziomu 180 429. Wielkość pojemności czynnej w pakiecie pozostała na poziomie 200 MWh. Charakterystyka usług w pakietach uwzględnia okresowe wydłużenie maksymalnego czasu dostarczenia zgromadzonych w magazynach zapasów obowiązkowych gazu do systemu gazowego – z 40 do 50 dni (czasowe wydłużenie obowiązuje do 30 września 2024 r. i wynika z art. 70d ustawy o zapasach, dodanego poprzez art. 2 ust. 14 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.).

Średnia stawka za usługę magazynowania obniżyła się o 0,74 proc., przy czym stawki za usługi przerywane wzrosły średnio o 2,14 proc., a za usługi ciągłe potaniały o 1,81 proc. Zróżnicowanie dynamiki opłat za usługi ciągłe i przerywane jest kolejnym krokiem w kierunku realizacji wytycznych unijnych nakazujących uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy w świadczeniu tych usług.

15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy, która wynikała m.in. ze wzrostu – od 1 stycznia 2024 r. – kosztów zakupu usług przesyłania paliwa gazowego w związku z wprowadzeniem

do stosowania od tego dnia nowej taryfy operatora gazociągów przesyłowych OGP Gaz-System S.A. Wzrost średnich opłat za usługi magazynowania wynikający z tej zmiany taryfy magazynowej wyniósł 10,4 proc. Ponadto, treść taryfy (używane pojęcia) została dostosowana do zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), która od 6 grudnia 2023 r. zastąpiła Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych (RŚUM).

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

Od 1 stycznia 2023 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 8 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2022 r. na okres 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.

Decyzją z 15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 9 na okres 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r. Zatwierdzenie tej taryfy skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 0,2 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 spadła o 4,3 proc. Spadki te wynikały głównie z obniżonych planowanych kosztów zakupu energii elektrycznej uwzględnionych w kalkulacji taryfy nr 9 w porównaniu do taryfy nr 8.

W taryfie nr 9, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych.

Kalkulacja taryfy została przeprowadzona na podstawie planowanych rocznych kosztów działalności wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, w oparciu o zasadę tzw. „gas-in-kind”, zgodnie z którą operator nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio zlecający usługę regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

Należy podkreślić, że użytkownicy terminalu LNG w 2023 r. oraz w latach poprzednich, wprowadzający zregazyfikowany gaz ziemny do systemu przesyłowego, nie ponosili opłaty stałej za wejście do tego systemu, ze względu na 100 proc. rabat wynikający z taryfy operatora systemu przesyłowego.

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

Taryfę dla przesyłania paliw gazowych siecią przesyłową należącą do SGT EuRoPol GAZ S.A. ustala OGP Gaz-System S.A., wyznaczona operatorem systemu przesyłowego na tej sieci⁶⁴). W kosztach działalności OGP Gaz-System S.A., jako operatora SGT, uwzględnia się planowane do poniesienia przez właściciela SGT koszty⁶⁵):

- ogólnego zarządu,
- amortyzacji majątku Właściciela SGT niezbędnego do pełnienia funkcji OSP na tej sieci gazowej,
- danin publicznoprawnych związanych z tym majątkiem,

⁶⁴) Art. 47 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne.

⁶⁵) Zgodnie z art. 45 ust. 1k ustawy – Prawo energetyczne.

- ustanowienia zabezpieczenia dla operatora SGT,
 - zwrotu przysługującego Właścicielowi z kapitału zaangażowanego w ten majątek,
- które łącznie składają się na tzw. wynagrodzenie dla właściciela operatora SGT, stanowiące koszt uzasadniony do kalkulacji taryfy operatora SGT w zakresie przesyłania gazu z wykorzystaniem SGT.

W 2023 r. stosowana była Taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał – Europa nr 1/2023, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2022 r. Natomiast decyzją z 16 czerwca 2023 r. została zatwierdzona zmiana tej taryfy polegająca na uspoźnieniu treści taryfy z postanowieniami IRIESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa, zatwierdzonej przez Prezesa URE decyzją z 11 maja 2023 r.

Decyzją z 2 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa nr 1/2024 na okres od 1 stycznia 2024 r. do 1 stycznia 2025 r.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej „Metodę 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.”, stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informację nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c rozporządzenia NC TAR, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR. W kalkulacji taryfy uwzględniono także uwarunkowania dotyczące punktu Kondratki, wynikające z decyzji Prezesa URE z 28 marca 2023 r., w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i wprowadzeniem sankcji na Białoruś i Federację Rosyjską.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych w punktach: Mallnow-wejście, PWP-wyjście oraz Mallnow-wyjście. Z uwagi na usunięcie punktu wejście Kondratki z punktów właściwych i wstrzymania importu gazu do Polski z kierunku wschodniego oraz tranzytu gazu ze wschodu na zachód nie została ustalona stawka opłaty przesyłowej w punkcie Kondratki-wejście.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej⁶⁶⁾, były obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu ex-ante, który wynosi 10 proc. (zgodnie z postanowieniami Informacji Prezesa URE 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 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.)

W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, zarówno ciągłych, jak i przerywanych, w okresach krótszych niż rok, w rozliczeniach są stosowane określone w taryfie mnożniki dla usług krótkoterminowych właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego).

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

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

⁶⁶⁾ 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.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził po raz pierwszy Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych dla GSP (IRiEIM), która zastąpiła dotychczasowy Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych (RŚUM) – dokument ustalany i zatwierdzany samodzielnie przez GSP. Instrukcja określa szczegółowe warunki korzystania z magazynów gazu ziemnego przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy instalacji magazynowej⁶⁷⁾. IRiEIM w szczególności określa:

- procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania,
- procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych,
- sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego,
- kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji,
- sposób postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe,
- procedury postępowania w przypadku awarii,
- warunki współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych,
- procedury przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami,
- parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego,
- charakterystykę usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji,
- charakterystykę usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji.

Instrukcja zaczęła obowiązywać 6 listopada 2023 r. o godz. 6:00.

⁶⁷⁾ Zgodnie z art. 9g ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

Parametry instalacji magazynowych w 2023 r.

Tabela 21. Pojemności czynne instalacji magazynowych

Nazwa i rodzaj magazynu			Rodzaj magazynowanego gazu	Pojemność czynna		Ilość gazu pobrana z magazynu	Ilość gazu zatłoczona do magazynu	Stan magazynowy minimalny	Stan magazynowy maksymalny	Stan na godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2024	
				[mln m ³]	[GWh] ³⁾						[GWh] ²⁾
GIM Kawerna ¹⁾	KPMG Mogilno	w kavernach solnych	877,72	580,92	9 780,7	6 741,4	5 322,9	5 282,5	7 321,3	9 718,4	9 424,8
	KPMG Kosakowo			296,80							
GIM Sanok ¹⁾	PMG Brzeźnica	w szcerpanym złożu gazu wysokometanowego	1 150,0	100,0	13 001,2	1 126,0	9 072,3	9 527,0	3 669,8	13 170,3	11 694,5
	PMG Husów			500,0		5 650,0					
	PMG Strachocina			460,0		5 211,8					
	PMG Swarzędów			90,0		1 013,4					
PMG Wierzchowice ¹⁾		w szcerpanym złożu gazu zaazotowanego	1 300,00	14 729,0	7 893,0	8 091,3	6 711,3	14 725,4	14 646,5		
Razem			3 327,72	37 510,9	22 288,1	22 900,8	-	-	35 765,8		

¹⁾ Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są wyłącznie dla GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.

²⁾ Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są w jednostkach energii, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia taryfowego gazowego.

³⁾ Pojemność czynna instalacji magazynowej [w GWh] określona po prognozowanym cieple spalania.

⁴⁾ Stan magazynowy maksymalny uwzględniający stan napełnienia instalacji określany po rzeczywistym cieple spalania.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

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

Grupa Instalacji Magazynowych / Instalacja Magazynowa		Maksymalne moce zatlaczania				Maksymalne moce odbioru			
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2023 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2023 r.							
		[m ³ /h]		[MWh/h]		[m ³ /h]		[MWh/h]	
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	500 000		5 571,00		1 150 000		12 815,00	
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo								
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	384 667	434 667*	4 325,42	4 907,92	478 750	478 000**	5 379,76	5 389,60
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina								
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzów								
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica								
Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice		400 000		4 480,00		600 000		6 600,00	

* Zwiększenie mocy zatlaczania IM PMG Strachocina od 15.06.2023 r.

** Zmniejszenie mocy odbioru IM PMG Swarzów od 1.10.2023 r.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2023 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).

Tabela 23. Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2023 r. w trybie wniosku

Instalacja magazynowa	Rodzaj UM	Liczba pakietów	Pojemność czynna	Moc zatlaczania	Moc odbioru	Początek okresu objętego ofertą	Koniec okresu objętego ofertą
		[szt.]	[MWh]	[MWh/h]	[MWh/h]		
Zdolności magazynowe na warunkach ciągłych							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów	973	194 600	80,759	210,168	15.04.2023 godz. 6:00	15.04.2024 godz. 6:00
GIM Kawerna	Elastycznych lub UM Rozdzielonej	6 559	1 311 800	859,229	1 718,458	15.04.2023 godz. 6:00	15.04.2024 godz. 6:00
Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów	429	85 800	36,894	55,770	15.04.2023 godz. 6:00	15.04.2024 godz. 6:00
GIM Sanok	Elastycznych lub UM Rozdzielonej	3	600	0,240	0,351	15.04.2023 godz. 6:00	15.04.2024 godz. 6:00
		5 486	1 097 200	482,768	614,432	15.04.2023 godz. 6:00	15.04.2024 godz. 6:00
GIM Kawerna	Krótkoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 283	256 600	191,167	440,069	01.07.2023 godz. 6:00	01.04.2024 godz. 6:00
		121	24 200	18,029	41,503	01.10.2023 godz. 6:00	01.11.2023 godz. 6:00
		296	59 200	44,104	101,528	01.11.2023 godz. 6:00	01.04.2024 godz. 6:00
		166	33 200	24,734	56,938	01.12.2023 godz. 6:00	01.04.2024 godz. 6:00

Źródło: Zestawienie URE na podstawie danych Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2023 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, spółka 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 mocy instalacji magazynowej w ramach usługi śróddziennej – publikowanych w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy zatłaczania 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.⁶⁸⁾

Spółka prezentuje informacje w zestandaryzowany sposób za pośrednictwem ujednoczonej mapy strony w postaci Transparency Template, opracowanej w ramach GIE (GSE) po konsultacjach z ACER.

Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określały postanowienia Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, a od 6 listopada 2023 r. – IRiEIM, umożliwiające wtórny obrót zdolnościami magazynowych. W 2023 r. do spółki nie zgłoszono ofert zbycia na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności magazynowych.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego

Prezes URE monitoruje wypełnianie zadań przez Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego (Operatora Systemu LNG), przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego oraz corocznego badania funkcjonowania operatora.

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. Instrukcja dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określa szczegółowe warunki korzystania z niej przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji. Instrukcja w szczególności określa:

- procedury zawierania umowy o świadczenie usług regazyfikacji,
- mechanizmy udostępniania i alokacji zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego,
- zasady dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego,
- zasady świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem terminalu,
- zasady wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały regazyfikacji,
- zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- postępowanie w przypadku awarii,
- kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego,

⁶⁸⁾ <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>

- współpracę operatora systemu skraplania gazu ziemnego z operatorami innych systemów gazowych,
- przekazywanie informacji między operatorami systemów oraz między operatorem systemu skraplania gazu ziemnego a użytkownikami tego systemu,
- parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi użytkowników tego systemu.

Prezes URE decyzją z 10 listopada 2023 r. ustalił termin wejścia w życie Instrukcji na 1 stycznia 2024 r.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność OGP Gaz-System S.A. w zakresie świadczenia usług skraplania oraz realizacji obowiązków operatora skraplania gazu ziemnego w 2023 r., w tym w szczególności:

1. Procedury oferowania usług przez Operatora Systemu LNG w podziale na usługi regazyfikacji o charakterze długookresowym i typu *spot*, a także usługi dodatkowe i sposób informowania o tych procedurach.
2. Wymagania Operatora odnośnie przedstawienia przez użytkowników sieci odpowiednich gwarancji wiarygodności finansowej.
3. Zainteresowanie uczestników rynku gazu ziemnego usługami Operatora Systemu LNG.
4. Zakupy gazu ziemnego przez Operatora Systemu LNG na potrzeby własne.
5. Zakres oraz sposób realizacji obowiązków informacyjnych związanych z pełnieniem funkcji Operatora Systemu LNG, wskazanych w art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009, w tym w szczególności:
 - publikowania informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
 - publikowania szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji LNG do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,
 - publikowania informacji liczbowych o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG,
 - publikowania informacji na temat ustalania, metod obliczania i struktury taryf w odniesieniu do instalacji LNG.
6. Sposób realizacji obowiązków związanych z prowadzeniem i przechowywaniem dokumentacji przez Operatora Systemu LNG⁶⁹⁾.
7. Działania Operatora Systemu LNG podejmowane w celu zagwarantowania swobodnego handlu prawami do zdolności w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny⁷⁰⁾.
8. Czy Operator Systemu LNG prowadzi działania w celu rozwoju rynku wtórnego (tzw. *secondary trading*).
9. Czy i jakie działania planuje podjąć operator Systemu LNG w związku z wymogami wynikającymi z art. 12 i art. 13 rozporządzenia 2022/2576.

⁶⁹⁾ Art. 20 rozporządzenia 715/2009.

⁷⁰⁾ Art. 22 rozporządzenia 715/2009.

Tabela 24. Terminal LNG w liczbach – 2023 r.

Nazwa i rodzaj instalacji LNG	Maksymalna wielkość rozładunku LNG	Maksymalna dobową ilość gazu wprowadzona do sieci krajowej	Zdolność przeznaczona na cele handlowe [mln m ³] [MWh]		Pojemność zbiorników LNG	Ilość importowanego LNG	Maksymalna zdolność techniczna
			całkowita zaoferowana	zarezerwowana			
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG	300 000 m ³ LNG	33 641 m ³ LNG/d	712 500 Nm ³ /h	712 500 Nm ³ /h	320 000 m ³ LNG 184,52 mln Nm ³	10 192 018 m ³ LNG/r 66,64 TWh/r	820 000 Nm ³ /h 0,009165140 TWh/h
	172,98 mln Nm ³	19 680 tys. m ³ /d	0,001218 mln Nm ³ /h	0,001218 mln Nm ³ /h			
	2 058 000 MWh	219 963 MWh/d	7 963,61 MWh/h	7 963,61 MWh/h			
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do załadunku LNG na autocysterny			3 660 000 MWh/rok	3 660 000 MWh/rok			180 m ³ LNG/h 0,0012348 TWh/h

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

OGP Gaz-System S.A. w 2023 r. dokonywała publikacji i raportowania danych wynikających z obowiązków informacyjnych spółki zgodnie z rozporządzeniem 715/2009, 1227/2011 oraz rozporządzeniem Wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014.

W celu realizacji tych obowiązków spółka:

- publikuje właściwe dane na dedykowanej Terminalowi LNG stronie internetowej w zakładce „Terminal LNG”,
- Gaz-System Operator Terminalu LNG w Świnoujściu, poprzez OGP Gaz-System S.A. zarejestrowaną jako RRM (Registered Reporting Mechanism), przekazuje dane do ACER,
- wdrożyła systemy informatyczne oraz przeprowadził walidację poprawności przekazywania raportów do ACER za pośrednictwem RRM,
- uczestniczy w aktualizacji systemów informatycznych w celu publikacji i archiwizacji udostępnianych danych,
- aktualizuje instrukcje i regulaminy raportowania.

Zakres rzeczowy publikowania danych

Zgodnie z wymogami wskazanymi w rozporządzeniu 715/2009, operator publikuje dane zawarte w opisanych powyżej raportach a także dane dotyczące ilości wyładowanego i przetadowanego w Terminalu gazu skroplonego (LNG). Dane ilościowe publikowane są w cyku zgodnym z przekazywanymi raportami, tj. codziennie lub niezwłocznie po wystąpieniu zdarzenia o niedostępności danych.

Ilościowe dane bieżące i archiwalne dostępne są m.in. pod adresem: <https://www.Gaz-System.pl/pl/terminal-lng/terminal-lng-dane-techniczne.html>

Organizacja danych dotyczących udostępniania instalacji LNG oraz wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 zawarta i udostępniona jest pod adresem: <https://www.Gaz-System.pl/pl/terminal-lng/transparency-template-pl.html>

Powyższe dane udostępniane są również na międzynarodowej platformie „LNG Terminals Transparency Template”.

4.1.2. Bilansowanie systemu

Bilansowanie systemu gazowego jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw w trzech obszarach bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP E) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotanowego (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 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. IRiESP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. W IRiESP 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. IRiESP, 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 2023 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 niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i, w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych, na zasadach przerywanych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedanie 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 2023 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” (FDA UIOLI). 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 2023 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 2023 r. 14 ofert zakończyło się transakcjami odsprzedaży o łącznym wolumenie 14 017 968 MWh.

Zdolności przerywane były oferowane przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z wytycznymi kodeksu określającego zasady alokacji zdolności przesyłowych. Na podstawie Rozporządzenia Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszemu koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu⁷¹⁾, Prezes URE wydał decyzję z 31 marca 2023 r. ws. wprowadzenia mechanizmu, o którym mowa w art. 14 ust. 7 lit. c ww. rozporządzenia, dotyczącego zarządzania nie w pełni

⁷¹⁾ Dz.U.UE.L.2022.335.1, dalej: rozporządzenie 2022/2576.

wykorzystywanymi zdolnościami przesyłowymi gazociągów w punktach połączeń międzysystemowych. Mechanizm ten oznacza, że niewykorzystywana przepustowość jest oferowana przez OSP ponownie na rynku poprzez produkty przerywane dnia następnego i śróddzienne w punktach połączeń wzajemnych pomiędzy:

- a) Krajowym Systemem Przesyłowym (KSP) a sąsiadującymi z KSP systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia),
- b) Systemem Gazociągów Tranzytowych (SGT) a sąsiadującymi z SGT systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia).

Prezes URE podjął ww. decyzję po wnikliwym zbadaniu sytuacji na rynku polskim w zakresie zasad udostępniania przepustowości w punktach połączeń wzajemnych, w tym przedłożonej przez OSP, zgodnie z art. 14 ust. 7 Rozporządzenia 2022/2576, analizy potencjalnych skutków wprowadzenia mechanizmu proponowanego w ramach art. 14 ust. 1-6 Rozporządzenia 2022/2576, gdzie wskazano domyślny nowy mechanizm udostępniania nie w pełni wykorzystanych przepustowości ciągłych. W ocenie Prezesa URE, w realiach polskiego rynku gazu, spośród rozwiązań zaproponowanych w art. 14 ww. rozporządzenia, mechanizm alternatywny, o którym mowa w art. 14 ust. 7 lit. c, w sposób najbardziej optymalny pozwala realizować cel art. 14 Rozporządzenia 2022/2576, jakim jest skuteczniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowych oraz przyspieszenie wprowadzenia do obrotu niewykorzystywanych długoterminowych zdolności przesyłowych.

Podejmując ww. decyzję Prezes URE wziął także pod uwagę, zgodnie z art. 14 ust. 8 rozporządzenia 2022/2576, opinię regulatorów sąsiadujących państw członkowskich, z pośród których żaden nie wniósł sprzeciwu wobec planu wprowadzenia w Polsce mechanizmu wskazanego w art. 14 ust. 7.

Wprowadzony mechanizm obowiązuje do 31 grudnia 2024 r.

Współpraca między krajowymi organami regulacyjnymi

W związku z ukończeniem procesu budowy połączeń krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego z systemami sąsiednich państw członkowskich UE, tj. Danii, Słowacji i Litwy, w 2023 r. nie prowadzono dodatkowych uzgodnień w tym zakresie z krajowymi organami regulacyjnymi innych państw UE. Współpraca transgraniczna w okresie sprawozdawczym była realizowana na płaszczyźnie stałych grup roboczych ACER oraz Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER), których URE jest członkiem.

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 przyłączaniu nowych odbiorców, jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

Istotną zmianą regulacyjną, która weszła w życie 1 września 2022 r. i rzutowała na realizację zadań Prezesa URE w 2023 r., jest nowy art. 16¹ 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. Stosowne postępowanie w sprawie tego planu było kontynuowane w 2023 r.

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2023 r. dotyczył 13 operatorów:

- OGP Gaz-System S.A.,
- PSG Sp. z o.o. oraz G.EN. Operator Sp. z o.o.⁷²⁾ jako spółek, które podlegały obowiązkowi prawnego wydzielenia, w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, a także
- 10 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu.

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)⁷³⁾.

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 2023 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022 – 2031. Warszawa, październik 2021 r.” (dalej: KDPR), który Prezes URE uzgodnił 29 października 2021 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie⁷⁴⁾ internetowej OSP.

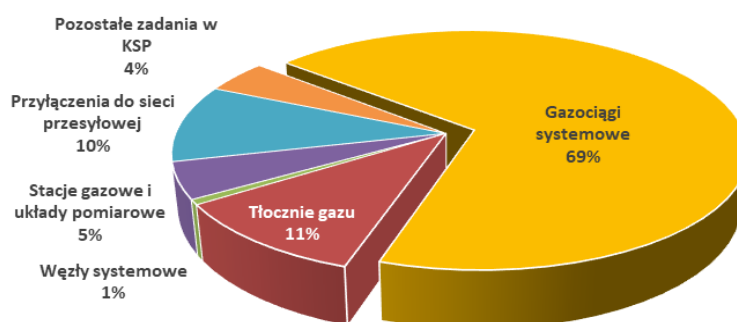
Pismem z 31 marca 2023 r. spółka przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE kolejny plan rozwoju pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024 – 2033; Warszawa, marzec 2023 r.” Pismem z 8 lutego 2024 r. Prezes URE, działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, uznał ww. projekt planu rozwoju za uzgodniony.

Informacje na temat stopnia realizacji inwestycji zakładanych w planie OGP Gaz-System S.A. w odniesieniu do roku sprawozdawczego przedstawiono poniżej.

⁷²⁾ W związku ze zmianą art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne z 7 września 2023 r. (Dz. U z 2023 r. poz. 1681), G.EN. Operator Sp. z o.o. przestała podlegać obowiązkowi prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej.

⁷³⁾ 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).

⁷⁴⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plan-y-rozwoju.html>

Rysunek 24. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2023 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

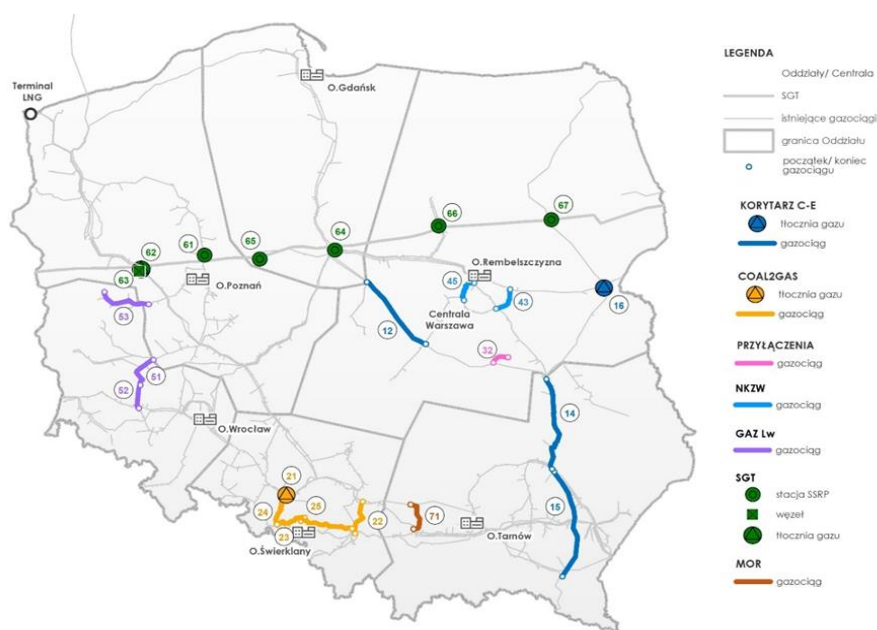
W 2023 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 87,7 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2023 r.

W przedmiotowym roku OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- gazociąg Gustorzyn-Wronów, etap I Gustorzyn-Leśniewice o długości 54,1 km i średnicy DN 1000 mm,
- gazociąg Gustorzyn-Wronów, etap III Rawa Mazowiecka-Wronów o długości 154,1 km i średnicy DN 1000 mm,
- tłocznię gazu Kędzierzyn – przenośny zestaw sprężający (5AS) – o mocy 13 MW i maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniu roboczym: 8,4 MPa,
- przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra o długości ok. 63 km i średnicy 700 m.

Rysunek 25. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31 grudnia 2023 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 25. Inwestycje strategiczne/kluczowe – stan na 31 grudnia 2023 r.

Lp.	Podział portfela SWZI	Nazwa	Nr na mapie	Nazwa zadania	Dane podstawowe	Oddział	Faza projektu	
1	PORTFEL KORYTARZ C-E	PROGRAM CENTRUM-WSCHÓD	11	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap I Gustorzyn – Leśniewice	DN1000 L=54,1 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Zakończono	
2			12	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN1000 L=100 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa	
3			13	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap III: Rawa Mazowiecka – Wronów	DN1000 L=154 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Zakończono	
4				14	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN1000 L=107 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
5				15	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN1000 L=140 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
6				16	TG HOŁOWCZYCE NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	Agr.spręż = 1 szt Moc= do 13 MW	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
7	PORTFEL COAL2GAS		21	ROZBUDOWA TG KĘDZIERZYN Przenośny zestaw sprężający	Agr.spręż = 1 szt Moc=ok. 13 MW	Świerklany	Zakończono	
8			22	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN700/500 L=44/0,55 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa	
9		PROGRAM RYBNIK	23	GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM Etap I: Racibórz-Rybnik	DN700 L= 39 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa	
10			24	GAZOCIĄG POLSKA – CZECHY Etap I : Kędzierzyn-Racibórz	DN1000 L= 37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa	
11			25	PRZYŁĄCZENIE PGE ELEKTROWNIA RYBNIK	DN500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie	
12	PORTFEL COAL2GAS	PROGRAM SKO	26	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN500 L=19,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie	
13			27	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: Komorowice – Wilamowice	DN500 L=10,8 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie	
14			28a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV a: od ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN500 L=3,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie	

Lp.	Podział portfela SWZI	Nazwa	Nr na mapie	Nazwa zadania	Dane podstawowe	Oddział	Faza projektu
15	PORTFEL COALZGAS	PROGRAM SKO	28b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV b: od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN500 MOP 8,4 MPa L=4 km	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
16			29	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: Pogórze – Wapienica	DN500 L=14,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
17	PORTFEL PRZYŁĄCZENIA	KLUCZOWE PRZYŁĄCZENIA	31	PRZYŁĄCZENIE ELEKTROWNI DOLNA ODRA	DN700 L=63 km MOP 8,4 MPa	Poznań	Zakończono
18			32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN700 L=20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
19	PORTFEL NKZW		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN500 L=11,5 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
20			42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN400 L=2,6 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
21			43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – SG WOLA KARCZEWSKA	DN1000 L=31,6 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
22			44	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN400 L=5,1 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
23			45	GAZOCIĄG REMBELSZCZYŻNA – MORY	DN700 L=29 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
24	PORTFEL GAZ LW		51	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN300 L=40 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
25			52	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN300 L=25 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
26			53	GAZOCIĄG NOWE TŁOKI – SULECHÓW	DN300/150/100 L=43/23,6/9,4 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
27	PORTFEL SGT	PROGRAM POŁĄCZENIE KSP Z SGT	61	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN500 MOP=8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
28			62	WĘZEŁ LWÓWEK (ZZU ZĘBOWO – WP LWÓWEK)	DN1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)=1600 tys. m ³ /h	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
29			63	TG LWÓWEK	Agr.spręż = 3 szt. Moc=24 MW	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie

Lp.	Podział portfela SWZI	Nazwa	Nr na mapie	Nazwa zadania	Dane podstawowe	Oddział	Faza projektu
30	PORTFEL SGT	PROGRAM POŁĄCZENIE KSP Z SGT	64	SSRP WŁOCLAWEK	Q(dwukier)= 1000 tys. m ³ /h	Gdańsk	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
31			65	SSRP WYDARTOWO	Q(dwukier)= 1200 tys. m ³ /h	Gdańsk	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
32			66	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	DN700 MOP 8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
33			67	SSRP ZAMBRÓW	Q=1000 tys. m ³ /h	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
34	PORTFEL MOR	POZOSTAŁE KLUCZOWE	71	GAZOCIĄG WĘŻERÓW- PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN700 L=45 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W ramach Planu Remontowego w 2023 r. ujęto 292 zadania, w tym 160 planowanych do zakończenia w 2023 r., z czego zrealizowano 155 (97 proc.).

Efektom rzeczowym przeprowadzonych remontów była:

- likwidacja 39 wypłyceń gazociągów,
- wymiana 1 817 mb gazociągów,
- wymiana 13 sztuk armatury,
- usunięcie 7 nieszczelności na gazociągach,
- naprawa 8 stacji ochrony antykorozyjnej, 8 urządzeń obiektów gazowych,
- wykonanie 121 prac ogólnobudowlanych,
- likwidacja 3 stacji gazowych.

Finansowa realizacja Planu Remontowego w 2023 r. wyniosła 73,56 mln zł, co stanowi 101,2 proc. planu. Zadania remontowe niezakończone, w liczbie 137, będą kontynuowane w latach następnych, zgodnie z Planem Remontowym 2024–2026.

W zakresie Części B KDPR na lata 2024-2033 OGP przedstawiła zadania inwestycyjne na sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego – SGT EuRoPol GAZ S.A., na której pełni ona funkcję operatora w formule ISO (dalej: infrastruktura SGT).

Wyjaśnić należy, że decyzją z 17 listopada 2010 r. Prezes URE z urzędu wyznaczył OGP Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A., na okres do 31 grudnia 2025 r., a następnie – mocą ustawy z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne⁷⁵⁾, okres ten został wydłużony do dnia 6 grudnia 2068 r. Dodatkowo na podstawie art. 9 ust. 1 ww. ustawy koncesja SGT EuRoPol GAZ S.A. na przesyłanie paliw gazowych została wygaszona 1 stycznia 2023 r. W kontekście projektu planu rozwoju istotne jest także, że obecna umowa między OGP Gaz-System S.A. a SGT EuRoPol GAZ S.A. o powierzenie obowiązków operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia obejmuje okres od 1 stycznia 2023 r. do 6 grudnia 2068 r.⁷⁶⁾ Umowa ta uwzględnia zmiany w zakresie kierunków przesyłania gazu infrastrukturą SGT oraz podmiotów zlecających usługi. W związku z tym zmianie uległ zakres powierzonego majątku adekwatnie do zmiany sposobu wykorzystywania infrastruktury SGT po 1 stycznia 2023 r. W szczególności spod zakresu powierzenia wyłączona została infrastruktura zbędna obecnie dla przesyłania gazu, w tym w szczególności tłocznie gazu SGT (majątek SGT niepodlegający powierzeniu). Wspomniana zamiana zakresu umowy powierzenia skutkuje zmniejszeniem majątku zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A., a tym samym zmniejszeniem ilości zadań inwestycyjnych, koniecznych do ujęcia w planie rozwoju i realizacji przez tego operatora.

Zadania inwestycyjne w infrastrukturze SGT w KDPR Część B na lata 2024–2033 mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy i służą zapewnieniu bezpieczeństwa, ciągłości, niezawodności i optymalizacji przesyłania gazu zgodnie z udostępnionymi zdolnościami przesyłowymi. Zakres przewidywanych inwestycji przedmiotowego planu obejmuje 3 zadania imienne odseparowania majątku powierzonego (dalej: Majątek SGT) od majątku SGT, który nie podlega powierzeniu. Ponadto uwzględnia zbiorczo zadania związane z modernizacją: (i) stacji gazowych i układów pomiarowych, (ii) systemów łączności, (iii) systemów IT i (iv) obiektów SGT. Przedmiotowy plan zakłada utrzymanie istniejących zdolności przesyłowych Majątku SGT na kierunku zachód – wschód, oraz jego dostosowanie do funkcjonowania w nowym kształcie po wydzieleniu w ramach umowy powierzenia.

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

W świetle art. 16¹ ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne⁷⁷⁾ projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat sporządzony przez OSM, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. W toku uzgadniania tego projektu planu Prezes URE działa w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii.

Plan podlega aktualizacji co 2 lata.

Zgodnie z art. 16¹ 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.

Plan rozwoju OSM obejmuje również, na podstawie art. 16¹ 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.

⁷⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 631.

⁷⁶⁾ Umowa o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia, będąca załącznikiem do decyzji Prezesa URE z 29 sierpnia 2022 r.

⁷⁷⁾ Przepis wprowadzony 21 grudnia 2022 r. zgodnie z art. 37 pkt 5 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

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. Pismem z 23 maja 2023 r. Prezes URE, działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, odmówił uzgodnienia przedłożonego projektu planu rozwoju.

Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w zakresie budowy połączeń międzysystemowych

W ostatnich kilku latach zrealizowane zostały znaczące projekty inwestycyjne o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, dotyczące utworzenia nowych połączeń transgranicznych lub rozszerzenia funkcjonalności połączeń istniejących, jak na przykład połączenia na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i na granicy z Czechami (Cieszyn), co zapoczątkowało możliwości realizacji dostaw gazu do Polski z alternatywnych kierunków. W 2022 r. zakończono rozbudowę połączeń międzysystemowych na granicy z Litwą (Santaka), Słowacją (Veľké Kapušany-Strachocina) oraz z Danią (gazociąg Baltic Pipe), jak również sfinalizowano pierwszy etap rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu umożliwiający zwiększenie jego nominalnej mocy regazyfikacyjnej z poziomu 5 mld m³/rok do ok. 6,2 mld m³/rok. W 2023 r. działania inwestycyjne mające na celu zwiększenie zdolności importowych w zakresie gazu LNG były w dalszym ciągu kontynuowane. Prowadzono prace związane z posadowieniem nowego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej, a także dalszym zwiększaniem mocy regazyfikacji terminalu w Świnoujściu do 8,3 mld m³/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 umożliwienie funkcjonowania zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz regionie Morza Bałtyckiego.

Proces rozbudowy połączeń transgranicznych w znaczącej mierze jest wspierany programami unijnymi dotyczącymi 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.

Należy jednak zauważyć, że proces wspierania gazowych projektów przez Komisję Europejską uległ zmianom. Począwszy od szóstej listy PCI wsparcie możliwe jest 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 otrzymać wsparcie UE ale tylko do 2029 r. i pod warunkiem, że zostaną dostosowane do przesyłania lub magazynowania wodoru albo biometanu. Obowiązujące obecnie Rozporządzenie TEN-E przewiduje możliwość przyznania statusu PCI dla inwestycji umożliwiających powstawanie zintegrowanej europejskiej infrastruktury wodorowej poprzez realizację projektów w zakresie przesyłania i magazynowania wodoru oraz instalacji służących do odbioru i regazyfikacji skroplonego wodoru lub wodoru przenoszonego w innych substancjach chemicznych (np. amoniaku). 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. przedłożyła wniosek o wpisanie na szóstą listę PCI (pierwszą listę PCI według nowego rozporządzenia TEN-E) trzech nowych projektów planowanych przez Spółkę:

- Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy,
- Krajowy szkielet wodorowy,
- Magazyn wodoru w Damasławku.

28 listopada 2023 r. Komisja Europejska opublikowała listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania w sektorze energetycznym. Na listę wpisany został projekt budowy Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego⁷⁸⁾. Projekt ten ma za zadanie umożliwić przesyłanie wodoru z Finlandii przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych gazu: Gaz-System (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 którego zostanie podjęta decyzja o kontynuacji rozwoju projektu i dalszych działaniach w kwestii m.in. zaprojektowania, budowy i uruchomienia sieci przesyłowej.

Projekty PCI mogą korzystać z najlepszych praktyk, wynikających z rozporządzenia TEN-E, co oznacza m.in. możliwość skorzystania z przyspieszonego procesu uzyskiwania pozwoleń. Przy spełnieniu określonych warunków status PCI umożliwia także ubieganie się o dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF).

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.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej⁷⁹⁾

Nowy Terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w Zatoce Gdańskiej 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 Gdańsk do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Zakłada się wybudowanie terminala przystosowanego do regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m³ 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.

⁷⁸⁾ Szczegółowe informacje nt. omawianej szóstej listy PCI dostępne są na stronie Komisji Europejskiej pod adresem: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6047

⁷⁹⁾ <https://www.Gaz-System.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/>

W 2023 r. kontynuowano prace związane z projektowaniem, uzyskiwaniem stosownych decyzji administracyjnych oraz prowadzono negocjacje mające na celu pozyskanie jednostki regazyfikacyjnej.

- w I kwartale 2023 r. złożono wnioski o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wraz z raportem *Oceny Oddziaływania na Środowisko*. Przedłożono projekt robót geologicznych dla części podmorskiej do Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Prowadzono badania geofizyczne, środowiskowe i meteorologii morskiej. Przeprowadzono niewiążące badanie rynku dla zapotrzebowania na dodatkową zdolność regazyfikacji terminalu FSRU 1,
- w II kwartale 2023 r. uruchomiono fazę II procedury Open Season dla FSRU 1 oraz wezwano uczestnika procedury do złożenia oferty w terminie do 7 lipca 2023 r. Zakończono rozmowy z 16 potencjalnymi dostawcami jednostki FSRU. Rozpoczęto przygotowania do wysłania zaproszeń do złożenia propozycji na czarter jednostki. Zatwierdzono Program Wieloletni związany z budową falochronu osłonowego, której realizację przewidziano do końca 2027 r.,
- w III kwartale 2023 r. przeprowadzono wiążącą fazę procedury Open Season dla FSRU 1 w wyniku której została podpisana *Umowa Regazyfikacji* oraz *Zlecenia Regazyfikacji FSRU* z Orlen S.A.,
- w IV kwartale 2023 r. podpisano porozumienia o ramowym charakterze dotyczące realizacji Programu FSRU z Urzędem Morskim w Gdyni oraz z Zarządem Morskich Portów Gdańsk. 14 grudnia 2023 r. zakończono negocjacje mające na celu pozyskanie jednostki regazyfikacyjnej.

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

OGP Gaz-System S.A. prowadzi również szereg inwestycji mających na celu dalszy rozwój obecnie posiadanych zdolności. Najważniejszym przykładem takich inwestycji jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu⁸⁰⁾

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do ok. 8,3 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

W ramach pierwszej fazy Programu rozbudowy terminalu LNG w 2022 r. powiększono infrastrukturę o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na wzrost nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m³/rok.

Drugi etap rozbudowy terminalu zakłada zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m³/rok, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m³ 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 m³ LNG do ok. 220 000 m³ LNG oraz długości całkowitej od 110 m do 320 m oraz zanurzeniu do 12,5 m,
- Stanowisko 2 – statki o pojemności zbiorników od 500 m³ LNG do ok. 7 500 m³ 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 m³ LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m³ LNG/h (Stanowisko 2),

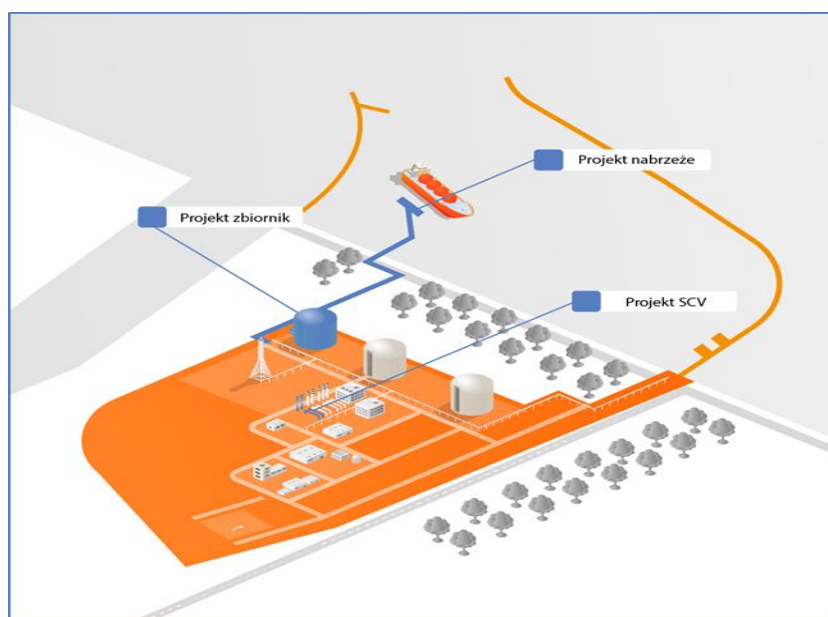
⁸⁰⁾ <https://www.polskielng.pl/terminal-lng/program-rozbudowy-terminalu-lng/>

- załadunek LNG na jednostki pływające z mocą 4 000 m³ LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m³ LNG/h (Stanowisko 2),
- przeładunek LNG z jednostek przycumowanych przy stanowisku statkowym przy istniejącym nabrzeżu i przy Stanowisku 1 z mocą 10 000 m³ LNG/h,
- bunkrowanie z mocą 50 m³ LNG/h ze Stanowiska 2.

W 2023 r. Program rozbudowy terminalu LNG był sukcesywnie kontynuowany. Zrealizowane zostały m.in. poniższe działania:

- zakończono montaż zbiornika wewnętrznego w ramach Projektu *Trzeci Zbiornik*,
- zakończono z sukcesem próbę hydrostatyczną *Trzeciego Zbiornika*,
- podano zasilanie na potrzeby testów części hydrotechnicznej Projektu oraz udostępniono przyłącze docelowe. Wykonano pomiary elektryczne z wynikiem pozytywnym,
- kontynuowano prefabrykację i montaż rurociągów kriogenicznych,
- rozpoczęto dostawy perlitu na cele *Projektu Zbiornik*,
- zakończono prefabrykację konstrukcji stalowych oraz orurowania dla *Projektu Zbiornik*,
- zakończono dostawy rozdzielnic elektrycznych,
- zakończono montaż mechaniczny ramion rozładunkowych małej i dużej skali na Projekcie Nabrzeże. Zakończenie inwestycji planowane jest na rok 2024.

Rysunek 26. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

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 NC TAR

W 2023 r. Prezes URE wykonywał obowiązki wynikające z rozporządzenia NC TAR, które weszło w życie częściowo 6 kwietnia 2017 r., a w pełnym zakresie – 31 maja 2019 r. Rozporządzenie 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. Rozporządzenie ma przyczynić się także 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 rozporządzenia NC TAR. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długo- 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., 31 grudnia 2021 r. oraz 31 grudnia 2022 r., obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych, dostępnych na [stronie internetowej Urzędu](#).

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2023 r. i 2024 r. świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.⁸¹⁾, 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.”⁸²⁾ 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.”⁸³⁾

W okresie 31 sierpnia – 31 października 2023 r. operator prowadził kolejne odrębne konsultacje dotyczące metod wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, w zakresie własnej sieci przesyłowej operatora⁸⁴⁾ oraz w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol

⁸¹⁾ 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. oraz kalkuluje taryfy dla tej sieci, począwszy od taryfy dla 2023 r.

⁸²⁾ <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>

⁸³⁾ <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>

⁸⁴⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpień/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-krajowego-systemu-przesylowego-na-okres-2025-2026.html>

GAZ S.A.⁸⁵⁾ Do przeprowadzania tych konsultacji operator został wyznaczony przez Prezesa URE decyzją z 16 lipca 2018 r.⁸⁶⁾

Po zakończeniu ww. konsultacji operator opublikował uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, ACER opublikowała oraz przesała do Urzędu oraz operatora wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu^{87,88)}.

W związku z art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, procedury zatwierdzenia metod wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026 były kontynuowane w 2024 r.

W okresie 6 września – 6 listopada 2023 r. Prezes URE po raz szósty konsultował kwestie⁸⁹⁾, 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. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Prezes URE 9 stycznia 2024 r. wydał i opublikował Informację nr 4/2024 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c rozporządzenia NC TAR, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. Postanowienia powyższej Informacji będą uwzględnione w kalkulacji taryf na 2025 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 ww. rozporządzenia, 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 20 lutego 2023 r. wydał i opublikował informację⁹⁰⁾ 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 2024 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 rozporządzenia CAM NC, OSP uzgadnia wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących zgodnie z rozporządzeniem.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie zdolności przesyłowych na poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych, w tym zarezerwowanych, niezarezerwowanych, zarezerwowanych a niewykorzystanych oraz wielkość przesłanego gazu w 2023 r.

⁸⁵⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpien/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-systemu-gazociagow-tranzytowych-na-okres-2025-2026.html>

⁸⁶⁾ Na podstawie art. 5 ust. 1, art. 26 ust. 1 i art. 27 ust. 1 Kodeksu taryfowego.

⁸⁷⁾ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_analysis_report_Poland_TGPS.pdf

⁸⁸⁾ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_analysis_report_Poland.pdf

⁸⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

⁹⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

Tabela 26. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych w 2023 r. (w tym w systemie SGT) [MWh/rok]

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany ciągłe i przerywane
				ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
OSGT Gaz-System S.A.	Polska /SGT	Punkt Wzajemnego Połączenia (we)	Polska	101315733	29779906	9962702	0	91353031	29779906	5756081	0	4 206 621
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska /SGT	0	90867239	0	144	0	90867095	0	14	130
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System /ONTRAS (we)	Polska	17776668	12697620	13862075	166094	3914593	12531526	3803842	166094	10 058 234
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System /ONTRAS (wy)	Niemcy	3684486	14100184	10107	0	3674379	14100184	0	0	453 601
GasNet s.r.o.	Czechy	Branice Czechy	Polska	15794	15794	0	0	15794	15794	0	0	3 342
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (we)	Polska	6593915	7321332	6480015	0	113900	7321332	4519098	0	1 960 918
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	0	6593915	0	0	0	6593915	0	0	38 064
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Polska	12556	81199	0	0	12556	81199	0	0	0
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Czechy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eustream	Słowacja	Vyrava (we)	Polska	63488100	6348810	1247573	0	62240527	6348810	6348810	1247573	1 247 544
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy)	Słowacja	52743960	5274396	81	0	52743879	5274396	26	0	55
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP Gaz-System /UA TSO (we)	Polska	49494000	46939296	5883440	0	43610560	46939296	48204	0	5 835 237
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP Gaz-System /UA TSO (wy)	Ukraina	0	56624119	0	7512008	0	49112111	0	1104426	6 407 582
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we)	Polska	21195258	5847995	5852981	0	15342277	5847995	2612994	0	3 239 987
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy)	Litwa	7813920	18948756	5675961	171681	2137959	18777075	2417630	171681	3 258 331
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście)	Polska	117480360	76238738	96471011	0	21009349	76238738	20263003	0	76 208 008
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście)	Dania	33750002	3375000	39528	0	33710474	3375000	12539	0	26 989
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	101315733	21939280	9962726	0	91353007	21939280	5756105	0	4 206 621
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	254299493	81244759	240	0	254299253	81244759	110	0	130

Źródło: Analiza własna URE na podstawie danych z OGP Gaz-System S.A.

Zdolność powiązana w 2023 r. była oferowana w punktach połączeń międzysystemowych: Cieszyn (połączenie z Czechami), FAXE (połączenie z Danią), Santaka (połączenie z Litwą), Vyrava (połączenie ze Słowacją), Mallnow i Mallnow rewers (połączenie z Niemcami), GCP Gaz-System Ontras (połączenie z Niemcami) oraz punkt PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym) – na platformie aukcyjnej GSA i RBP.

W 2023 r. proces zamawiania przepustowości na platformie GSA i RBP przebiegał bez zakłóceń.

Projekty przepustowości przyrostowej

28 kwietnia 2023 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą propozycję OGP Gaz-System S.A. projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska – Ukraina, stanowiącą załącznik nr 1 do decyzji, oraz Ogólne zasady i warunki udziału oraz uzyskania dostępu do przepustowości w wiążącej fazie alokacji przepustowości przyrostowej na granicy Polska – Ukraina,

stanowiące załącznik nr 2 do decyzji. Prezes URE wydał ww. decyzję w wyniku przedłożonego wniosku OGP Gaz-System S.A.

Przedmiotowo istotne elementy propozycji projektu, określone w art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC, zostały ustalone w koordynacji z ukraińskim regulatorem ds. energii NEURC.

W aukcji przepustowości przyrostowych dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska – Ukraina, która odbyła się 3 lipca 2023 r., OGP Gaz-System S.A. i operator systemu przesyłowego Ukrainy GTSOU (skrót od: Gas Transmission System Operator of Ukrain) udostępnił wspólny poziom przepustowości przyrostowej oferowanej jako powiązana w punkcie połączenia międzysystemowego GCP Gaz-System/UA TSO. Powiązany poziom oferty w wysokości 3 095 890 kWh/h/y został udostępniony dla rynku od roku gazowego 2030/2031 w ramach zdolności rocznej na okres 15 lat.

Decyzją Prezesa URE, OGP Gaz-System S.A. została zobowiązana do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla poziomu oferty 3 095 890 kWh/h projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska – Ukraina w części przez nią realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej.

W rocznej aukcji przepustowości przyrostowej po obu stronach punktu połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską i Ukrainą, która odbyła się 3 lipca 2023 r., żaden uczestnik rynku nie zarezerwował przepustowości przyrostowej, w związku z czym wynik testu ekonomicznego był negatywny po obu stronach punktu połączenia na granicy polsko-ukraińskiej. W związku z powyższym procedura przepustowości przyrostowej na granicy polsko-ukraińskiej, rozpoczęta w 2021 r. (CYKL INCREMENTAL 2021–2023), została zakończona zgodnie z art. 22 ust. 3 rozporządzenia CAM NC.

Wnioskodawca	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	zatwierdzenie propozycji projektu przepustowości przyrostowej na granicy Polska-Ukraina pt. „Wniosek o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej na podstawie art. 28 ust. 1 CAM NC dla granicy obszarów rynkowych Polska-Ukraina”	art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC ⁹¹⁾
OGP Gaz-System S.A.	zobowiązanie dla OGP Gaz-System S.A. do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla poziomu oferty 3 095 890 kWh/h projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska-Ukraina w części przez nią realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej	art. 22 ust. 1 rozporządzenia CAM NC

Realizacja obowiązków z rozporządzenia BAL NC

W ramach obszaru bilansowania gazu ziemnego wysokometanowego E, w 2023 r. OGP Gaz-System S.A. podejmowała działania bilansujące na TGE S.A. w ramach standardowych produktów krótkoterminowych (w ramach RDBg oraz RDNg), w ramach których dokonała zakupu 206 GWh (39 działań bilansujących) oraz sprzedaży 551 GWh (114 działań bilansujących).

W ramach obszaru bilansowania SGT oraz Lw spółka nie podejmowała działań bilansujących w 2023 r. Zgodnie z rozporządzeniem BAL NC, operator publikuje na stronie internetowej informację o kosztach i liczbie działań bilansujących.

W 2023 r. 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. Jest to uzasadnione ograniczonymi godzinami funkcjonowania platformy obrotu w obszarach bilansowania, dla których OGP Gaz-System S.A. pełni rolę OSP oraz brakiem

⁹¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11073,Decyzja-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-z-28-kwietnia-2023-r.html>

produktów lokalizowanych dostępnych na platformie obrotu. OSP może podejmować działania bilansujące na sąsiadujących obszarach bilansowania wyłącznie w przypadku, gdy narzędzia dostępne w danym obszarze bilansowania (rynków krótkoterminowe TGE S.A.) nie zapewnią możliwości zbilansowania gazu w sieci przesyłowej. W 2023 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

W roku sprawozdawczym 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. W ramach usług bilansujących w punkcie wejścia Branice, w 2023 r. dostarczono do systemu przesyłowego 3,3 GWh.

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

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: (zakładka: Dla Klientów>>Transparentność danych>>Ustandaryzowane publikacje zgodnie z 715/2009), link: <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/transparetnosc-danych.html>; dla SGT: (zakładka: Dla Klientów>>Transparentność danych>> Ustandaryzowane publikacje zgodnie z 715/2009), link: <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 dotyczące:

- a) usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7 rozporządzenia BAL NC)⁹²⁾,
- b) kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych zgodnie z art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL NC⁹³⁾,
- c) zmiany krańcowej ceny kupna i krańcowej ceny sprzedaży⁹⁴⁾,
- d) łącznych opłat, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia BAL NC oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania⁹⁵⁾,
- e) metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia BAL NC⁹⁶⁾.

⁹²⁾ Informacje publikowane są na stronie internetowej: <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/dzialania-bilansujace-i-srodki-tymczasowej.html>

⁹³⁾ Informacje publikowane są na stronie internetowej: <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/dzialania-bilansujace-i-srodki-tymczasowej.html>

⁹⁴⁾ Informacje publikowane są na stronie internetowej: <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/ceny-do-rozliczenia-niezbilansowania.html>

⁹⁵⁾ Informacje publikowane są na stronie internetowej: <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/mechanizm-zapewnienia-neutralnosci-kosztowej.html>

⁹⁶⁾ Metoda kalkulacji opłat za niezbilansowanie dobowe jest określona w IRIESP. Dokument 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>

Rozporządzenie INT NC

W 2023 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuowała współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS s.r.o., niemieckimi GASCADE Gastranspport GmbH i Ontras Gastranspport GmbH oraz ukraińskim GTSOU, litewskim AB Amber Grid, słowackim Eustream a.s. oraz duńskim Energinet SOV zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich.

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

- publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA⁹⁷⁾,
 - 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@S⁹⁸⁾,
 - wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4⁹⁹⁾,
 - publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dot. liczby Wobbego oraz ciepła spalania¹⁰⁰⁾.
- Wszystkie informacje ww. udostępniane są również w języku angielskim.

4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

4.2.1. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływ gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców w Polsce, w ilości 159,7 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 38,4 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. Zmiana stanu zapasów gazu ziemnego wynosiła -2,4 TWh.

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 219,7 TWh gazu wysokometanowego i 6,8 TWh gazu zaazotowanego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

⁹⁷⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

⁹⁸⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

⁹⁹⁾ <https://www.Gaz-System.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

¹⁰⁰⁾ <https://swi.Gaz-System.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>

Tabela 27. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego poprzez Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych i gazu zaazotowanego poprzez Krajowy System Przesyłowy w 2023 r. [TWh]

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem		219,7	6,8
z tego:	kopalnie i odazotownie	19,5	2,6
	magazyny	28,8	0,0
	dostawy spoza UE	5,8	0,0
	dostawy z UE	97,0	0,0
	terminal LNG	67,1	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	4,2
Wyjście z systemu razem		219,7	6,8
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	0,7
	magazyny	31,1	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	137,4	6,0
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	39,5	0,1
	dostawy do UE [MWh]	3,8	0,0
	dostawy poza UE	6,4	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	1,5	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

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2023 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 178 podmiotów wobec 176 na koniec 2022 r. Natomiast 86 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK Orlen pozyskały 71,2 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 28. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2023 r. [TWh]

	Łącznie	GK Orlen	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	408,8	337,6	71,2
Hurtowa sprzedaż gazu	153,3	137,9	15,4

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 2023 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).

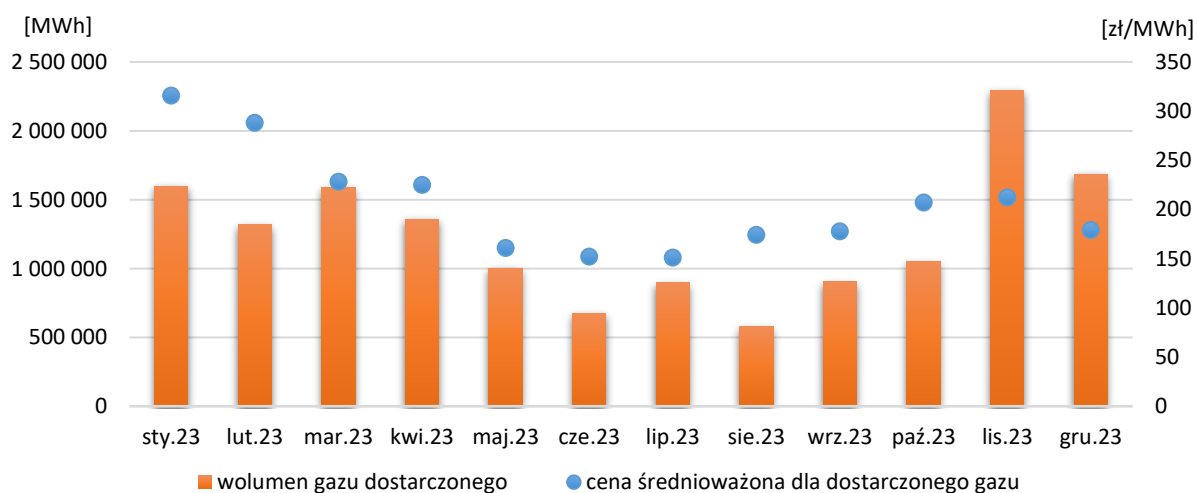
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

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.

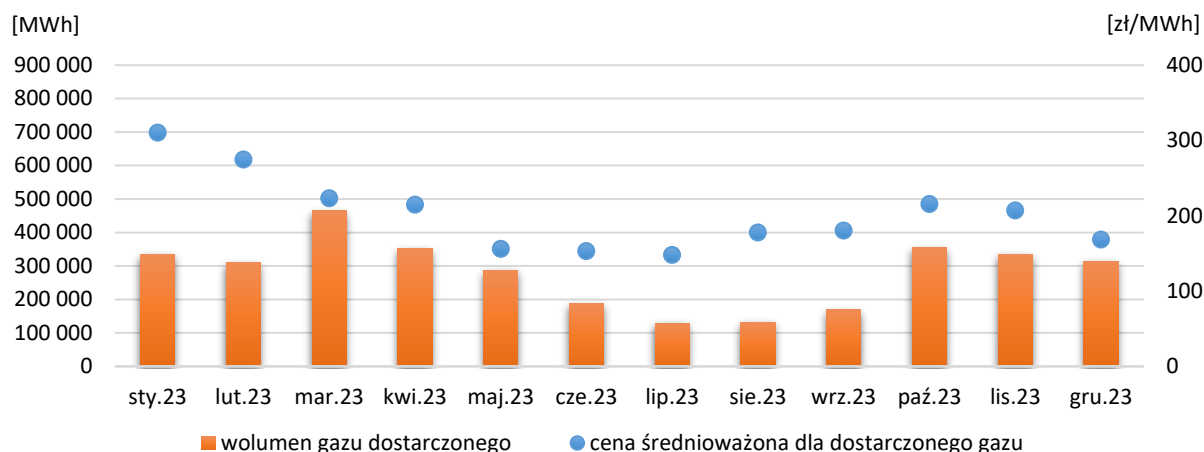
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

Rysunek 27. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2023 r.



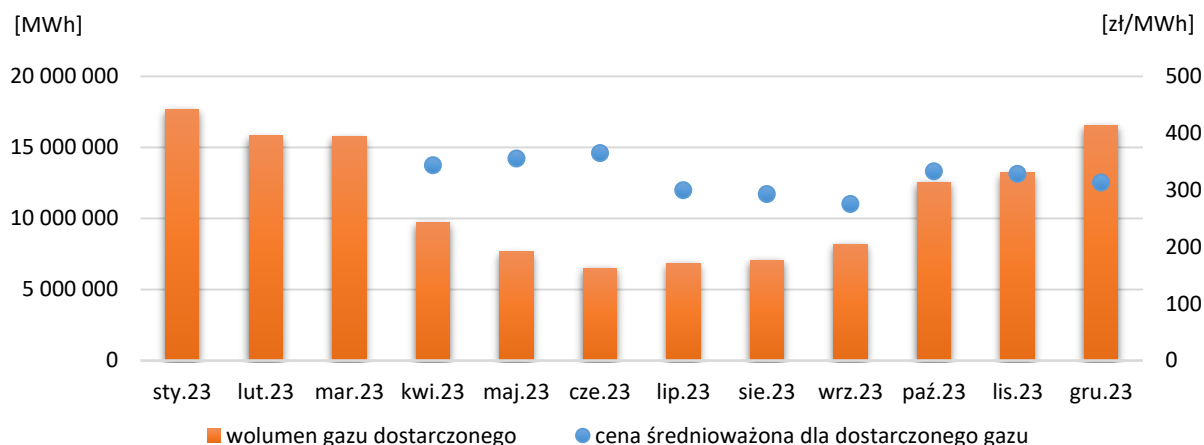
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 28. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2023 r.



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

Rysunek 29. 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 2023 r.



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

W 2023 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 155 860 538 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 384,11 zł/MWh (14 947 473 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 215,25 zł/MWh, 3 370 279 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 211,66 zł/MWh i 137 542 786 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 406,69 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

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 20,9 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 312,55 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 29. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC i sprzedaży poprzez TGE S.A. w poszczególnych kwartałach 2023 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	389,83	324,77	247,19	289,74
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	528,15	329,72	274,71	308,18

Źródło: URE.

4.2.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. Po stronie podaźowej, na koniec 2023 r., 121 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP umożliwiające sprzedaż na rynku detalicznym (spadek o 3 w stosunku do 2022 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej (PSG Sp. z o.o.) – liczba umów wyniosła 47 (spadek o 10 w stosunku do 2022 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 13, a w sieci największego OSD – PSG Sp. z o.o. – aktywną działalność sprzedażową (przynajmniej jedna ważna umowa z odbiorcą) prowadziło 28 sprzedawców gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2023 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 20 spółek obrotu gazem ziemnym¹⁰¹⁾ oraz 10 największych operatorów systemów dystrybucyjnych). Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 7 059 358 odbiorców (7 274 722 punkty poboru gazu) w zakresie gazu wysokometanowego oraz 381 854 odbiorców (395 845 punkty poboru gazu) w zakresie gazu zaazotowanego. Według stanu na 31 grudnia 2023 r., na rynku gazu ziemnego działało 50 operatorów systemów dystrybucyjnych.

Tabela 30. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe (W 1- 4)		Pozostali odbiorcy W (5 -13)	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	7 035 513	99,66	23 845	0,34
liczba układów pomiarowych	7 232 821	99,42	41 901	0,58

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Tabela 31. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe		Pozostali odbiorcy	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	371 077	97,18	10 777	2,82
liczba układów pomiarowych	376 481	95,11	19 364	4,89

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

¹⁰¹⁾ 2 listopada 2022 r. PKN Orlen S.A. (aktualnie Orlen S.A.) wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki spółki PGNIG S.A.

Dane pozyskane przez Prezesa URE wskazują, że w 2023 r. 97,65 proc. odbiorców nabywało gaz ziemny po cenach wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

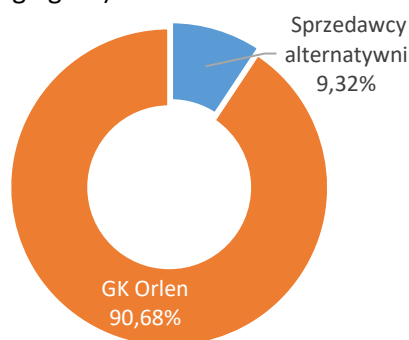
W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła 165 003 372 MWh, z czego najwięcej bo aż 56,59 proc. trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,88 proc. do gospodarstw domowych. Sprzedaż ogółem spadła o ok. 3,95 proc. w stosunku do 2022 r. (gdy wynosiła 171 795 031 MWh), przy czym wzrost sprzedaży odnotowano w rolnictwie (276 proc.), spadek w usługach i handlu (12,50 proc.), w przemyśle (3,70 proc.) oraz w sektorze sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych (3,48 proc.). Natomiast w sektorze użyteczności publicznej odnotowano wzrost sprzedaży o 8,21 proc.

Tabela 32. Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2023 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego 2023 r. [MWh]	Sprzedawcy alternatywni	GK Orlen	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	15 376 112	149 627 260	165 003 372
z tego: przemysł	8 454 904	84 916 383	93 371 286
rolnictwo	870 115	317 286	1 187 401
usługi i handel	3 756 509	6 668 224	10 424 733
użyteczność publiczna	363 563	5 408 485	5 772 048
gospodarstwa domowe	1 931 021	52 316 882	54 247 903
zużycie własne	1 252	1 787 063	1 788 315
łącznie	15 377 364	151 414 323	166 791 687

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rysunek 30. Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2023 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)



Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK Orlen w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł 90,68 proc. (90,4 proc. dla gazu wysokometanowego i 93,7 proc. dla gazu zaazotowanego) i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 1,68 proc.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego w 2023 r. wyniósł 9 528 – licząc według liczby odbiorców i 7 525 – według wolumenu sprzedanego gazu¹⁰²⁾.

¹⁰²⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (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).

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

Taryfy dla paliw gazowych

21 grudnia 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy z 15 grudnia 2022 r., które utrzymały wprowadzony w 2022 r. mechanizm zamrożenia cen gazu ziemnego dla odbiorców objętych taryfą zatwierdzaną przez Prezesa URE.

W 2023 r. na sprzedawcach paliw gazowych nadal spoczywał obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców wskazanych w art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, tj. m.in. odbiorców w gospodarstwach domowych i zdefiniowanych podmiotów realizujących zadania z zakresu użyteczności publicznej. Zniesienie przedmiotowego obowiązku dla wskazanych grup odbiorców zostało odsunięte w czasie do 2028 r.

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził 46 taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać, czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem.

Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany był do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej¹⁰³⁾.

W związku z ustawą z 15 grudnia 2022 r., ceny paliw gazowych zatwierdzone przez Prezesa URE w taryfach/zmianach taryf, nie miały zastosowania dla odbiorców uprawnionych z uwagi na zamrożenie cen paliw gazowych oraz stawek opłat. Dla odbiorców uprawnionych w 2023 r.

- cena gazu zamrożona została na poziomie 200,17 zł/MWh¹⁰⁴⁾,
- stawka opłaty abonamentowej została zamrożona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.¹⁰⁵⁾,
- stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały zamrożone w 2023 r. na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.¹⁰⁶⁾

Ceny paliw gazowych i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach (zmianach taryf) miały natomiast zastosowanie do ustalenia wysokości rekompensat wypłacanych dla przedsiębiorstw energetycznych z uwagi na ww. zamrożenie.

W 2023 r. Prezes URE, w ramach realizacji swoich obowiązków na podstawie art. 14 ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., wezwał 29 przedsiębiorstw energetycznych do zmiany taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych. Wezwanie to wynikało z ówczesnej sytuacji na rynku gazu (spadek cen). W wyniku powyższych działań, wnioski o zmianę taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych złożyły 23 podmioty. Obniżone ceny w zatwierdzonych zmianach miały zastosowanie do wysokości rekompensat. Co istotne, w związku z postanowieniami ustawy z 15 grudnia 2022 r., cenę ze zmienionej taryfy stosuje się od dnia złożenia do Prezesa URE wniosku o jej zmianę.

Z punktu widzenia odbiorców uprawnionych, kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., która dostarcza paliwa gazowe do ponad 90 proc. tych odbiorców. Zatem warto odnotować, że w 2023 r. Prezes URE prowadził 3 postępowania dla tego przedsiębiorstwa. 10 lutego 2023 r. została zatwierdzona pierwsza zmiana taryfy dla spółki wraz z przedłużeniem okresu jej obowiązywania do 31 grudnia 2023 r. Ceny gazu

¹⁰³⁾ Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁰⁴⁾ Art. 3 ust. 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

¹⁰⁵⁾ Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

¹⁰⁶⁾ Art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

w zmienionej taryfie spadły o 20,5 proc. (z 649,92 zł/MWh do 516,73 zł/MWh). Drugą zmianę taryfy zatwierdzono 13 grudnia 2023 r. – ceny gazu obniżone zostały o 6,25 proc.

Zatwierdzone zmiany taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nie miały wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych¹⁰⁷⁾, ale wpływały na poziom wypłacanych rekompensat, bowiem wysokość rekompensat, które są wypłacane w związku z zamrożeniem cen dla odbiorców, jest proporcjonalna do różnicy pomiędzy ceną w taryfie i ceną zamrożoną.

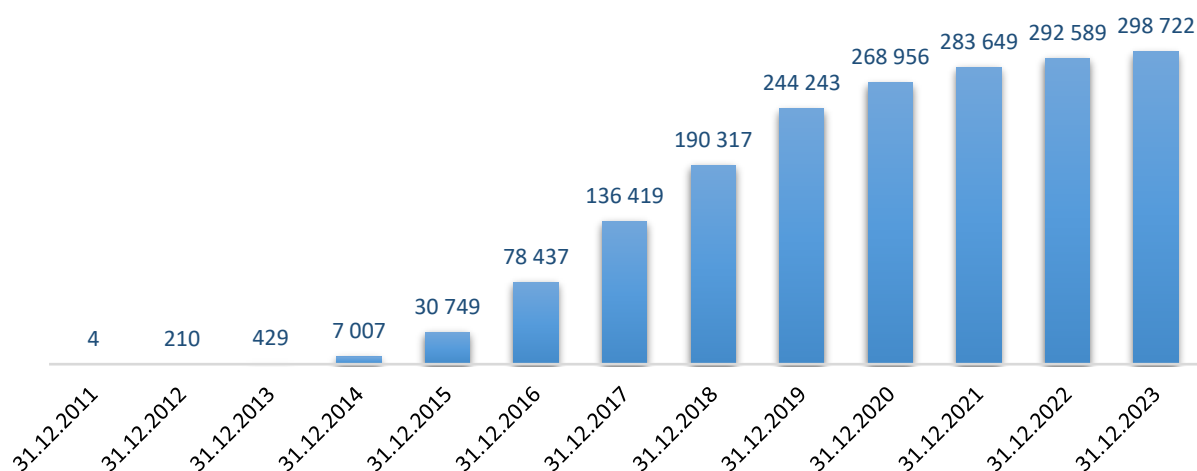
15 grudnia 2023 r. została zatwierdzona kolejna zmiana taryfy dla PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi, na okres do 31 grudnia 2024 r. Wysokość cen gazu w taryfie jest niższa o ok. 34 proc. od poprzednio obowiązujących.

Ustawa z 7 grudnia 2023 r. wydłużyła „zamrożenie” m.in. cen paliw gazowych i stawek opłat do 30 czerwca 2024 r., zatem także w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., taryfa PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi, nie będzie miała wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych.

Zmiana sprzedawcy

Prezes URE systematycznie monitoruje stopień faktycznego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców paliw gazowych. Analiza danych 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.

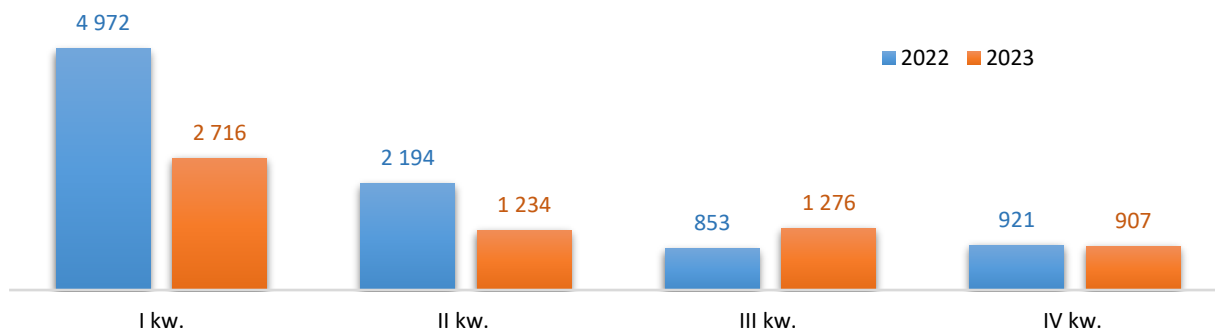
Rysunek 31. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

¹⁰⁷⁾ Art. 3 ust. 1 i 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

Rysunek 32. Liczba zmian sprzedawcy gazu według liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartałów do kwartału w latach 2022–2023



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Na koniec 2023 r. liczba zmian sprzedawcy (narastająco) wyniosła 298 722. Oznacza to, że w ciągu 2023 r. do grupy odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, dołączyło 6 133 podmiotów. Liczba ta stanowi ok. 68,60 proc. analogicznej liczby z roku poprzedniego (8 940 odbiorców) oraz niecały 0,1 proc. ogółu odbiorców.

Programy Zgodności

W 2023 r. obowiązywały trzy zatwierdzone Programy Zgodności – dwa operatorów systemu dystrybucyjnego i jeden operatora systemu magazynowego gazu.

W styczniu 2023 r. został zatwierdzony Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego, który w trakcie 2022 r. przestał wypełniać kryteria określone w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne i stał się zobowiązany do prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności. Program Zgodności tego operatora wszedł w życie w kwietniu 2023 r. Jednak we wrześniu 2023 r., w wyniku zmiany przepisu art. 9d ust. 7 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne (dokonanej ustawą z 28 lipca 2023 r.), operator ten ponownie zaczął wypełniać kryteria określone w tym przepisie. Zatem ponownie spełniał warunki zwolnienia z obowiązku opracowania Programu Zgodności.

Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów na swoich stronach internetowych. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2023 zostały przedłożone w ustawowym terminie – do końca marca 2024 r. i opublikowane na [stronie internetowej URE](#).

Analiza treści sprawozdań, szczególnie sprawozdania przedłożonego przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora. We wszystkich oddziałach PSG Sp. z o.o. funkcjonują Koordynatorzy ds. Programów Zgodności, monitorujący przestrzeganie reguł zgodności oraz ściśle współpracujący z Inspektorem przy rozpatrywaniu spraw o zasięgu lokalnym.

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. Wszyscy nowozatrudnieni pracownicy zostali przeszkoleni 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. Inspektorzy interpretowali postanowienia Programów, prezentując ryzyka oraz rekomendacje dotyczące sposobu rozstrzygnięcia poszczególnych spraw wraz z argumentacją za podjęciem lub zaniechaniem określonego działania. Pytania dotyczyły inicjatyw podejmowanych przez poszczególne obszary merytoryczne spółki, dopuszczalnego zakresu wdrożenia regulacji holdingowych

oraz działań realizowanych w ramach prac projektowych. W 2023 r. Inspektor ds. zgodności PSG Sp. z o.o. opiniował zagadnienia przede wszystkim z obszaru badań i rozwoju, komunikacji, zakupów, nieruchomości, ICT, rozwoju sieci gazowej, wdrożenia regulacji holdingowych, controllingu oraz innowacji.

Inspektorzy ds. zgodności byli także zaangażowani w ocenę niektórych planowanych działań operatora, także w kontekście przedsięwzięć całej grupy kapitałowej. W PSG Sp. z o.o. część zapytań dotycząca zadań realizowanych przez jednostki terenowe spółki była kierowana bezpośrednio do Koordynatorów ds. programu zgodności.

Aktywność Inspektorów ds. zgodności i działania przez nich podejmowane miały szczególne znaczenie w roku ubiegłym z uwagi na zmiany kapitałowe, jakie zaistniały na rynku gazu w Polsce, a mianowicie połączenie PGNiG S.A. z Orlen S.A., które wpłynęło zarówno na operatora systemu magazynowania, jak i na PSG Sp. z o.o. Inspektorzy opiniowali zagadnienia odnoszące się do relacji operatora systemu oraz innych spółek z GK Orlen.

Operatorzy podejmowali również działania w celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony informacji sensytywnych. Wszelka współpraca z osobami trzecimi, która wiązała się z przekazywaniem sensytywnych informacji handlowych, realizowana była na podstawie umowy o poufności.

Jak wynika ze sprawozdań, Inspektorzy ds. zgodności na bieżąco monitorują przestrzeganie Programów Zgodności. W 2023 r. ani w OSM, ani u OSD nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników, ani wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności. 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.

Wstrzymanie dostaw

W 2023 r. doszło do wstrzymania dostaw dla 43 587 odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (z czego 43 411, tj. 99,60 proc. stanowią odbiorcy z grup taryfowych W 1-4) oraz 2 290 odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (z czego 2 131, tj. 93,06 proc. stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych). Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw (73,6 proc. gaz wysokometanowy oraz 92,7 proc. gaz zaazotowany) był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny.

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych zobowiązani są do informowania swoich odbiorców o ilości paliw gazowych, zużytych przez tych odbiorców w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu 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, dokonujące rozliczenia z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podaje odbiorcy, wraz z rozliczeniem odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:

- stany wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m³] – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h],
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m³],
- wartość współczynnika konwersji,
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh],
- czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, prognozowanym czy też ustalonym w przypadku braku możliwości odczytu wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego – na podstawie średniodobowego zużycia paliwa gazowego przez odbiorcę, ustalonego na podstawie prawidłowo

- zmierzonego poboru tego paliwa w porównywalnym okresie, pomnożonego przez liczbę dni w okresie, którego dotyczy rozliczenie,
- ilość pozostałego do zużycia paliwa gazowego lub kwotę, jaka pozostała do wykorzystania z uprzednio wniesionej opłaty – w przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy,
 - porównanie zużycia paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, pobierającego paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], w okresie, którego dotyczy rozliczenie, z zużyciem paliw gazowych w analogicznym okresie w roku poprzednim,
 - cenę paliw gazowych, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz stawkę opłaty abonamentowej aktualnie stosowane w rozliczeniach za dostawę paliw gazowych do odbiorcy końcowego,
 - miejsce publikacji analiz w zakresie przeciętnego zużycia paliw gazowych przez odbiorców, pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], oraz informacji o środkach poprawy efektywności energetycznej,
 - grupę taryfową.

4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzygnięcie sporów

Kompetencje Prezesa URE w zakresie ochrony konsumentów, rozstrzygnięcia sporów oraz system pozasądowego rozstrzygnięcia 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 rządowej¹⁰⁸⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska¹⁰⁹⁾, 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 2023 r. był minister właściwy do spraw energii. Kompetencje te realizował Minister Klimatu i Środowiska.

Obejmowały one zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938¹¹⁰⁾, tj. organu odpowiedzialnego za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego państwa zdefiniowane w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

¹⁰⁸⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

¹⁰⁹⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 1949.

¹¹⁰⁾ 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).

Prowadzone w 2023 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 2023 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 2023 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 2022 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 27 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2024 r. natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2023 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2023 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2024 r.

- **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.

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

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 ograniczenia¹¹¹). W tym miejscu należy podkreślić, że wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów może mieć miejsce jedynie w sytuacjach szczególnych, tj. w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego, o którym mowa w art. 49a ust. 2¹¹²) ustawy o zapasach 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.

¹¹¹) Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach.

¹¹²) Stan nadzwyczajny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw energii ogłasza, w drodze rozporządzenia, po otrzymaniu informacji od operatora systemu gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego o wystąpieniu co najmniej jednej z poniższych sytuacji:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa,
- 2) zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 3) gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji lub sieci, powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

– biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

Operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń¹¹³⁾. Podmioty te, na mocy art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, do zatwierdzenia w drodze decyzji.

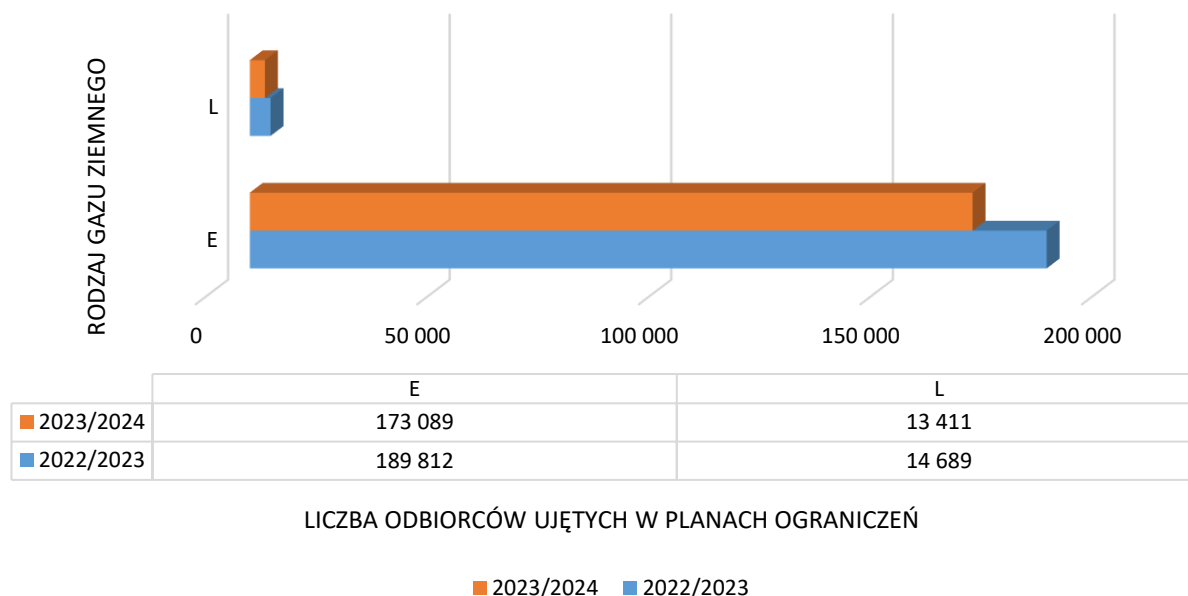
Plany wprowadzania ograniczeń opracowane przez operatorów lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów, określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Na mocy art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach oraz § 6 ust. 6 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹¹⁴⁾, podmioty opracowujące plany wprowadzania ograniczeń informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, w IV kwartale 2023 r. do Prezesa URE wpłynęło 47 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2023/2024, tj. od wszystkich zobowiązanych do tego podmiotów, za wyjątkiem jednego operatora systemu gazowego, który przedłożył plan wprowadzania ograniczeń po wezwaniu Prezesa URE. W stosunku do 2022 r. liczba podmiotów zobowiązanych do przedłożenia planu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego zmniejszyła się o jeden. 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 systemów gazów innych niż ziemny (np. gazu koksowniczego) nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach dotyczy bowiem gazu ziemnego, natomiast ustawa – Prawo energetyczne, również innych rodzajów paliw gazowych. Plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane były do zatwierdzenia przez Prezesa URE w oparciu o obowiązujące przepisy ustawy o zapasach i rozporządzenia o ograniczeniach oraz o informacje dedykowane ww. planom zamieszczone na stronie URE, w tym przykładowy wzór planu ograniczeń. W 2023 r. Prezes URE zatwierdził 26 planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2023/2024. Postępowania w sprawie pozostałych planów wprowadzania ograniczeń były kontynuowane w 2024 r. W zatwierdzonych planach ograniczeń na sezon 2023/2024 ujęto łącznie 186 500 odbiorców, tj. o 8,8 proc. mniej niż w planach wprowadzania ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2022/2023.

¹¹³⁾ Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

¹¹⁴⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach”.

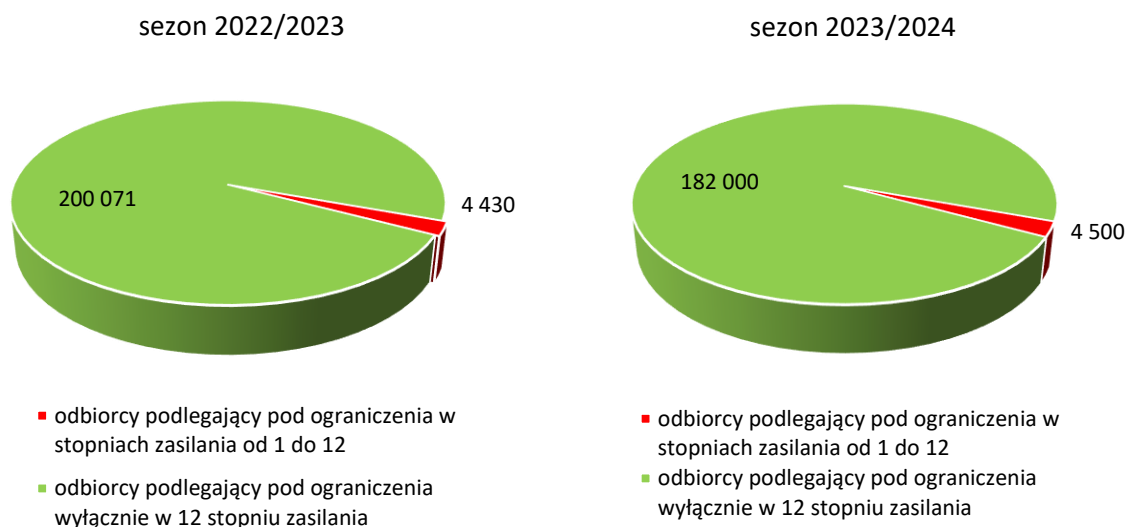
Rysunek 33. Liczba odbiorców poszczególnych rodzajów gazu ziemnego ujęta w planach wprowadzania ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2022/2023 i 2023/2024



Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Zdecydowana większość odbiorców (182 000 szt.; 97,6 proc.) ujętych w obecnie zatwierdzonych planach, podlega ograniczeniom jedynie w przypadku wprowadzenia ostatniego – 12 stopnia zasilania. Pozostali odbiorcy (4 500 szt.), podlegają ograniczeniom w stopniach zasilania od 1 do 12, jednakże pełen zakres ograniczeń z obowiązkiem redukcji stopni pośrednich pomiędzy 2 a 10 stopniem zasilania dotyczy jedynie 694 największych odbiorców gazu ziemnego. W nawiązaniu do powyższego, w przypadku odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, których moc umowna określona w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt oraz ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, zgodnie z § 7 ust. 10 rozporządzenia, wielkość poboru gazu ziemnego określona w stopniach zasilania od trzeciego do dziewiątego równa jest wielkości poboru w drugim stopniu zasilania, tj. średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan, z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia z systemu gazowego był równy 0 kWh/dobę.

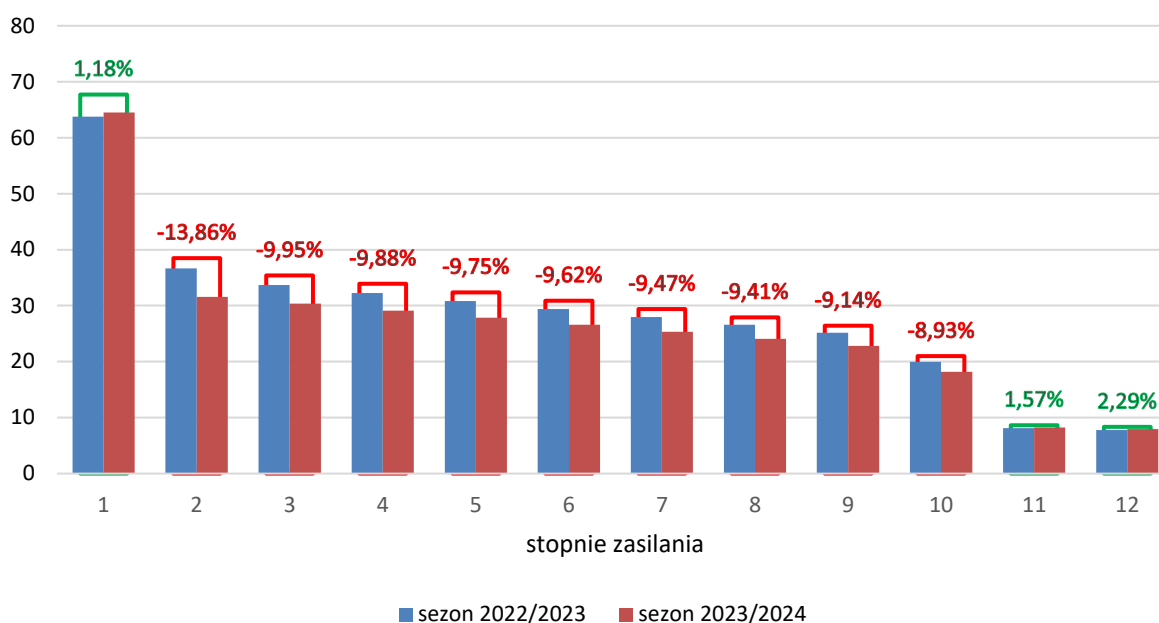
Rysunek 34. Liczba odbiorców ujętych w planach wprowadzania ograniczeń podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz wyłącznie w przypadku wprowadzenia 12 stopnia zasilania w sezonie 2022/2023 i 2023/2024



Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Moc umowna odbiorców (1 stopień zasilania) ujętych w planach wprowadzania ograniczeń na sezon 2023/2024 uległa nieznacznemu zwiększeniu w stosunku do sezonu 2022/2023, tym niemniej sumaryczne wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10 są mniejsze w planach zatwierdzonych na obecny sezon. W tym miejscu należy zauważyć, że okres referencyjny (historia poboru) brany pod uwagę przy opracowaniu planów wprowadzania ograniczeń zatwierdzanych na sezon 2023/2024 obejmował okres gwałtownych wzrostów cen gazu ziemnego w związku z eskalacją agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę po 24 lutego 2022 r., co w konsekwencji przełożyło się na ograniczenie jego zużycia przez odbiorców końcowych, a tym samym na wielkości poszczególnych stopni zasilania w planach ograniczeń, w tym m.in. średniej poboru gazu ziemnego (2 stopień zasilania). W rezultacie również stopnie zasilania od 3 do 9 wymagały odpowiedniego dostosowania poprzez zmniejszenie ujętych w nich wielkości maksymalnych poborów.

Rysunek 35. Sumaryczne maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego E w [mln m³ /dobę] w sezonie 2022/2023 i 2023/2024 przez odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12



Źródło: URE na podstawie danych z planów wprowadzania ograniczeń.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2023 r. Prezes URE odpowiadał na pisma odbiorców ujętych w ww. planach. 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 itp.

W nawiązaniu do powyższego należy zauważyć, że rozporządzenie o ograniczeniach przedstawia ściśle określony i zamknięty zbiór odbiorców chronionych, którzy nie podlegają pod ograniczenia w poborze gazu ziemnego w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz w stopniach od 1 do 11 (odbiorcy chronieni podlegający pod ograniczenia wyłącznie w 12. stopniu zasilania), zaś Prezes URE nie ma kompetencji w zakresie rozszerzania tej grupy odbiorców. Wielkości poszczególnych stopni zasilania określone są zaś, co do zasady, na podstawie § 7 ww. rozporządzenia, który w znacznej mierze bazuje na historii poboru gazu ziemnego danego odbiorcy.

W 2023 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie zastosowanie procedury wynikającej z omawianych przepisów miało miejsce w 2009 r.

- **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 2023 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 rozbudowa zdolności importowych w zakresie skroplonego gazu ziemnego realizowana w ramach projektu budowy nowego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej, powiększenie dotychczasowych możliwości regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu oraz szereg zadań inwestycyjnych prowadzonych wewnątrz krajowego systemu

przesyłowego, takich jak program budowy Korytarza Północ-Południe, umożliwiające odpowiednie rozproszczenie gazu wewnątrz terytorium Polski oraz pomiędzy obsługiwanyimi połączeniami transgranicznymi. Istotną kwestią jest w tym kontekście również uczestnictwo polskiego operatora przesyłowego w europejskich inicjatywach związanych z rozwojem wspólnego rynku paliw odnawialnych, takich jak Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy.

Monitorowanie przez Prezesa URE założeń inwestycyjnych oraz stanu realizacji wymienionych powyżej projektów przyczynia się do wypełnienia 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 przesyłania gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Białorusi i Ukrainy na gazociągi Nord Stream I i II.” Należy zauważyć, że opisany scenariusz zmaterializował się w praktyce w 2022 r. w konsekwencji zbrojnej agresji Federacji Rosyjskiej na terytorium Ukrainy i istotnie zmienił dotychczas obowiązujące kierunki dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowo-Wschodniej. Rok 2023 był okresem dostosowywania się do nowych warunków funkcjonowania rynku gazu, w trakcie którego głównym zadaniem regulatora było zapobieganie negatywnym skutkom powstałej sytuacji międzynarodowej. Podjęte działania w zakresie planowania rozwoju infrastruktury należy jednak ocenić z perspektywy czasu jako właściwe, bowiem między innymi terminowa realizacja budowy połączeń transgranicznych pozwoliła na uniknięcie niebilansowania krajowego systemu przesyłowego. Budowa dwukierunkowych połączeń międzysystemowych: Polska-Litwa (GIPL), Polska-Słowacja, gazociągu Baltic Pipe, 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.

Dalsze wzmocnienie infrastruktury służącej do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w ramach rozbudowy terminalu w Świnoujściu oraz budowa nowego pływającego terminalu FSRU na Zatoce Gdańskiej, a także budowa połączenia międzysystemowego Polska – Czechy 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”. Realizacja opisanych inwestycji gazowych stwarza również warunki do powstania na terenie Polski centrum przesyłania i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. Jednocześnie inwestycje te pozwoliły zastąpić dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego (przez punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki), na rzecz rosnącego wolumenu dostaw gazu skroplonego oraz w ramach handlu wewnątrzspółnotowego.

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 2023 r., można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy”) zobowiązane są dwie kategorie podmiotów (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”):

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

Do pierwszej kategorii kwalifikują się przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ.

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

Ustawa o zapasach w 2023 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

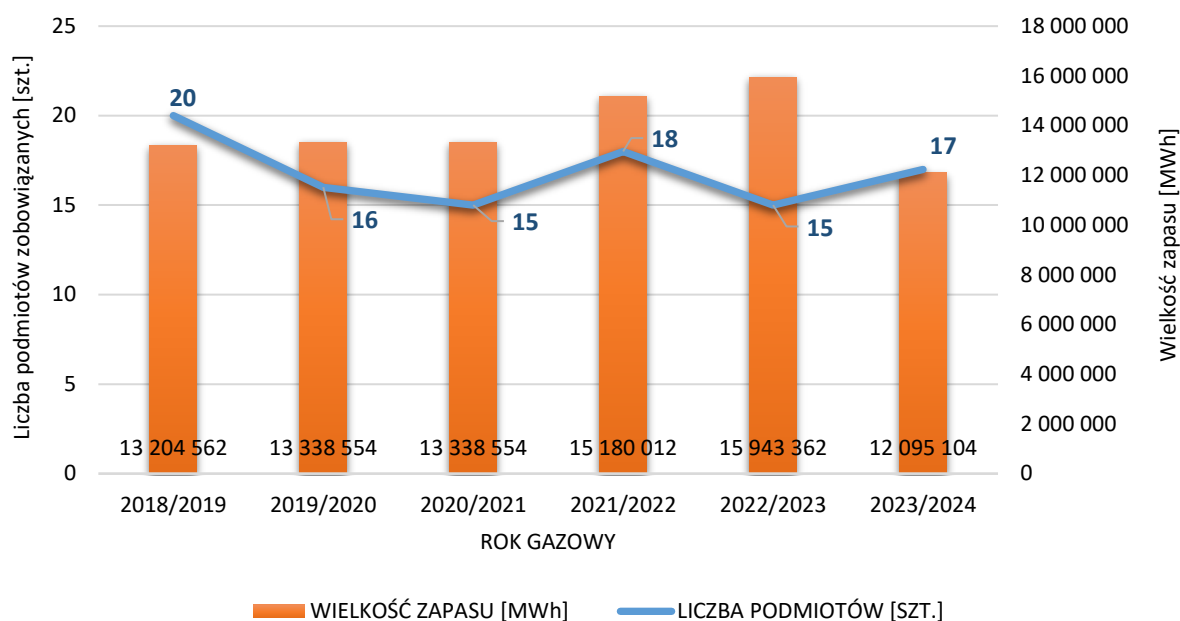
- a) na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
- b) na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
- c) w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca). Umowa 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 2023 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2023 r. i od 1 października 2023 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był powiększony w stosunku do zakresu z 2022 r. Jednak nie przełożyło się to na wzrost wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Dla okresu rozpoczynającego się 1 października 2023 r., Prezes URE zweryfikował oraz ustalił wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w łącznej wysokości 12 095 104 MWh, co oznacza ok. 24 proc. spadek zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Jednocześnie liczba podmiotów zobowiązanych wzrosła o dwa przedsiębiorstwa (15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych od dnia 1 października 2022 r. vs. 17 podmiotów zobowiązanych od dnia 1 października 2023 r.). Sytuacja taka wynikała z faktu, że w okresie referencyjnym brany pod uwagę przy określaniu wielkości zapasów obowiązkowych dla okresu 2023/2024, nastąpił spadek przywozu wynikający ze znaczących wzrostów cen gazu, będących następstwem agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę.

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnosiły 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 2023 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Rysunek 36. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Źródło: Opracowanie własne URE.

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

Rok 2023 był siódmym 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, zlecającemu 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 2023/2024, jest utrzymanie przez ustawodawcę wydłużonego wymaganego okresu dostarczenia całkowitej ilości zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z wcześniejszych 40 do 50 dni. Powyższa zmiana została wprowadzona na mocy art. 70d ustawy z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu¹¹⁵⁾. 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 2023 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 (lub aneksów do obowiązujących umów biletowych) dziewięciu podmiotom zobowiązanych. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2023 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2023/2024 nie spotkał się z odmową.

W sezonie 2023/2024 wszystkie zawarte umowy w przedmiocie utrzymywania zapasów w formule biletowej dotyczyły utrzymywania zapasów na terytorium kraju.

Ponadto w omawianym okresie tj. do 30 września 2024 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 2023/2024 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 oraz pkt 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 2023 r. – do 20 września 2023 r.

Z kolei na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach podmioty zobowiązane winny w terminie do 15 maja 2023 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 2022 r. do 31 grudnia 2022 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

¹¹⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1723.

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 2023 r. wywiązało się 14 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie poza jednym, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 12 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego,
 - b) z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na dzień 1 października 2023 r. wywiązały się wszystkie podmioty zobowiązane do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie, 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,
 - c) w jednym przypadku stwierdzono nie wywiązanie się z obowiązku przekazania w wymaganym terminie do 15 maja 2023 r. informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2023 r. do 30 września 2024 r. Prezesowi URE w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach), w związku z czym wymierzono karę pieniężną; w przypadku tym wymagane informacje o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazów ziemnego wpłynęły po ustawowym terminie (przed wydaniem decyzji ws. kary).
- **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 50 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączanego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni.

W roku sprawozdawczym 2022 r. wyżej wskazany okres dostarczenia gazu ziemnego do systemu gazowego został wydłużony do 50 dni na mocy art. 70d ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu¹¹⁶⁾. Regulacja ta obowiązywała przez cały 2023 r. W 2023 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 dostarczenia 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 2023 r. OGP Gaz-System S.A. nie informowała Prezesa URE o wykorzystaniu przez podmioty zobowiązane zdolności przesyłowych dedykowanych dostarczeniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajowej sieci przesyłowej na inne potrzeby.

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 2023 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.

Bezpieczeństwo dostarczenia gazu ziemnego

Zapasy obowiązkowe

Zapasy obowiązkowe są istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa gazowego. Z tej racji należy zauważyć, że w okresie 2023/2024 wielkość zapasów obowiązkowych zmniejszyła się w porównaniu do wielkości zapasów zatwierdzonych na początku roku gazowego 2022/2023 o około 24 proc. Przedstawiając powyższe zauważyć należy, że zużycie gazu ziemnego wysokometanowego (E) w 2023 r. kształtowało się na poziomie zbliżonym do zużycia z 2022 r. Warto także zauważyć, że prognoza zapotrzebowania OGP Gaz-System S.A. z Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w Zakresie Zaspokojenia Obecnego i Przyszłego Zapotrzebowania na Paliwa Gazowe na lata 2024–2033 (wersja KDPR z sierpnia 2023 r.) zakłada wzrost w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. o 12 proc. w scenariuszu umiarkowanym prognozy i 10 proc. w scenariuszu zachowawczym. Z przedstawionych danych wynika zatem, że z jednej strony nastąpił istotny spadek wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie 2023/2024, z drugiej zaś zakłada się wzrost zapotrzebowania na gaz w tym okresie. Jednocześnie o ile w ostatnich latach nastąpiła znacząca rozbudowa systemu przesyłowego, o tyle tempo rozbudowy instalacji magazynowych było wolniejsze, co może utrudniać w kolejnych latach realizację obowiązku magazynowego.

¹¹⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1723.