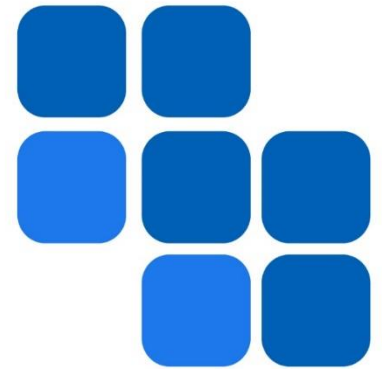




RAPORT KRAJOWY



Prezesa
Urzędu Regulacji Energetyki

2022



Lipiec 2022

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	12
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu	12
3.1.1. Unbundling	12
3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci	13
3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych	16
3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci	17
3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	23
3.1.6. Kwestie transgraniczne	30
3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci	37
3.1.8. Elektromobilność	42
3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku	43
3.2.1. Rynek hurtowy	43
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	47
3.2.2. Rynek detaliczny	55
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	56
3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów	60
4. Rynek gazu ziemnego	65
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	65
4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG	65
4.1.2. Bilansowanie systemu	73
4.1.3. Kwestie transgraniczne	74
4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci	86
4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku	90
4.2.1. Rynek hurtowy	90
4.2.2. Rynek detaliczny	93
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	95
4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów	99
4.3. Bezpieczeństwo dostaw	99
5. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK	108
5.1. Dokonane koncentracje przedsiębiorstw energetycznych i wpływ tych zmian na rozwój konkurencji na rynku	108
5.2. Prowadzone przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjne w sprawie praktyk ograniczających konkurencję	110
5.3. Inne zachowania przedsiębiorców energetycznych, które mogą naruszać zasady konkurencji, zaobserwowane przez UOKiK	111
5.4. Środki wdrożone w celu promowania transparentności rynku, tj. działania zmierzające do zapewnienia odbiorcom stosownych informacji rynkowych	111
5.5. Najistotniejsze działania podjęte przez Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym	112
5.6. Podjęte działania mające na celu dekoncentrację rynku	112

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W TEKŚCIE RAPORTU

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki</i>
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)
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
rozporządzenie 714/2009	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.) <i>utraciło moc 31 grudnia 2019 r.</i>
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)
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 taryfowe elektroenergetyczne	rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2019 r. poz. 503 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe gazowe	rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci

UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne, ustawa	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 z późn. zm.)
ustawa o odnawialnych źródłach energii	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854)
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 2021 r. poz. 2249 z późn. zm.)

Stan prawny na 15 lipca 2022 r.

1. SŁOWO WSTĘPNE

Niniejszy Raport Krajowy Prezesa URE stanowi dogłębne spojrzenie na sytuację na polskim rynku energii elektrycznej i gazu w 2021 r. W raporcie omówione zostały działania podjęte przez polskiego regulatora na rzecz rozwoju konkurencji, równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii oraz integracji polskiego rynku gazu i energii elektrycznej.

Rok 2021 był wyjątkowo nieprzewidywalny i przyniósł wiele nowych wyzwań dla wszystkich uczestników rynku gazu i energii w Polsce. To kolejny rok funkcjonowania organu regulacyjnego w trudnych warunkach wynikających z epidemii COVID-19 oraz rekordowo rosnącej inflacji. Był to też okres rosnących kosztów zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz zakupu praw do emisji CO₂, które były głównymi przyczynami wzrostu rachunków za energię elektryczną. Również dynamiczna i dotychczas niespotykana sytuacja na europejskim rynku gazu skutkowała wysokimi cenami, jak i rosnącymi kosztami pozyskania tego paliwa.

Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii miały także wpływ zmiany w prawodawstwie krajowym oraz nowe regulacje unijne.

Kluczową zmianą dla odbiorców energii, wprowadzoną w lipcu minionego roku, był ustawowy zakaz zawierania umów sprzedaży energii i gazu z odbiorcami w gospodarstwach domowych poza lokalem przedsiębiorstwa. To rozwiązanie postulowane było między innymi przez Prezesa URE, w związku licznymi przypadkami oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door.

W 2021 r. weszła również w życie nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która miała na celu minimalizację podwyżki cen paliwa gazowego dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Rozwiązaniem szczególnym, wynikającym z potrzeby reakcji na sytuację na krajowym i europejskim rynku gazu, był nowo wprowadzony mechanizm do systemu taryfowego.

Dokładny opis stanu rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2021 r. został szczegółowo przedstawiony w niniejszym Raporcie Krajowym Prezesa URE, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.



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

2021 rok był dwudziestym czwartym rokiem obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i jednocześnie dwudziestym trzecim rokiem funkcjonowania organu regulacyjnego. W roku sprawozdawczym, nastąpiły znaczące zmiany tej ustawy, niemniej brzmienie art. 23 ust. 2 określającego prawa i obowiązki Prezesa URE nie uległo zmianie.

Na uwagę zasługuje nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 20 maja 2021 r., która wprowadziła znaczące zmiany w prawach i obowiązkach uczestników regulowanych rynków. Nowelizacja ustawy wprowadziła nowe, kluczowe rozwiązania z punktu widzenia kompetencji Prezesa URE i funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rynku gazu, w tym dalszego nadzoru nad infrastrukturą przesyłową, w szczególności gazową. Szczególnie ważną zmianą jest określenie zasad funkcjonowania systemu pomiarowego. Do najistotniejszych regulacji związanych z utworzeniem Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE) należy powołanie operatora informacji rynku energii (OIRE), jako podmiotu odpowiedzialnego za zarządzanie i administrowanie CSIRE oraz przetwarzanie zgromadzonych w tym systemie informacji na potrzeby realizacji procesów rynku. Zauważyć przy tym należy, że wejście w życie opisanych regulacji zostało rozłożone w czasie. W roku sprawozdawczym weszły w życie przepisy umożliwiające budowanie struktury systemu informacyjnego, pozostałe regulacje zaczną obowiązywać w okresie późniejszym.

Do innych najistotniejszych zmian należą:

- 1) zmiana w podejściu do stosowania zasady TPA na rynku gazu polegająca na odmiennym uszeregowaniu kolejności zdarzeń uprawniających przedsiębiorstwa energetyczne do odmowy realizacji obowiązków w zakresie dostępu do sieci (art. 4h),
- 2) zwiększenie zakresu ochrony odbiorcy w gospodarstwie domowym poprzez wprowadzenie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa (art. 5 ust. 4c),
- 3) uregulowanie funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych, w tym stwierdzanie w drodze decyzji, że określony system dystrybucyjny jest systemem zamkniętym, określenie zasad zwolnień z obowiązków operatorskich (tj. przedkładania do zatwierdzania taryf, sporządzania planów rozwoju i wprowadzenie kontroli stosowania cen i stawek opłat – art. 9da i nast.),
- 4) zmiany zakresu podmiotów zobowiązanych do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (IRiESP i IRiESD) oraz zmiana procedury zatwierdzania tych instrukcji (art. 9g),
- 5) istotne zmiany w obszarze koncesjonowania, obejmujące w szczególności nowe rodzaje koncesji (magazynowanie energii elektrycznej i paliw gazowych, skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego), nowe zwolnienia z obowiązku uzyskania koncesji (art. 32 i nast.),
- 6) uszczegółowienie postanowień dotyczących ustanowienia zabezpieczenia majątkowego przez podmiot ubiegający się o koncesję (art. 38),
- 7) poszerzenie katalogu przypadków umożliwiających Prezesowi URE cofnięcie koncesji lub zmianę jej zakresu (art. 41 ust. 4),
- 8) zmiany w procedurze zatwierdzania taryf, w tym określenie terminu do złożenia do zatwierdzenia taryfy lub jej zmiany, uregulowanie zasad rozliczeń między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcami w okresie pomiędzy uzyskaniem koncesji a zatwierdzeniem taryfy, zmiana zasad stosowania taryfy dotychczasowej (art. 47),
- 9) poszerzenie katalogu kar pieniężnych w konsekwencji wprowadzenia nowych obowiązków, określenie dolnych progów wysokości kary (art. 56).

W 2021 r. miały również miejsce inne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne, dokonane odrębnymi ustawami, w tym m.in.:

- 1) 1 września 2021 r. weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy. Zmiana polegała na wprowadzeniu art. 8e¹, który uściślił warunki uwzględniane przy sporządzaniu ekspertyzy wpływu urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny.
- 2) Kolejne zmiany, które weszły w życie 8 września 2021 r. i 22 września 2021 r., wynikają z ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw. Ustawą tą m.in. dodano art. 62da, który poszerza i doprecyzowuje obowiązek sprawozdawczy przedsiębiorstw działających na rynku paliw ciekłych.
- 3) Z kolei 10 grudnia 2021 r. weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne. Ustawą tą wprowadzono jednorazową regulację w celu ochrony odbiorców przed niespotykanym dotychczas wzrostem cen paliw gazowych. W dodanym art. 62f określono szczególne zasady taryfowania, w tym możliwość rozłożenia w czasie uzasadnionych kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne.
- 4) 24 grudnia 2021 r. weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw. Zmiany dokonane powyższą ustawą polegały na dostosowaniu regulacji Prawa energetycznego do zmienionych przepisów ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. W szczególności, uwzględniono infrastrukturę ładowania drogowego w regulacjach dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz poszerzono zakres kompetencji Prezesa URE w przypadku odmowy przyłączenia do tej sieci w pierwszej kolejności infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego (art. 8 ust. 1). Organ regulacyjny został też uprawniony do zatwierdzania, w drodze decyzji, ogólnych warunków przetargu na sprzedaż ogólnodostępnej stacji ładowania, przeprowadzanego na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Rok 2021 był też pierwszym rokiem obowiązywania ustawy Morskie Farmy Wiatrowe¹⁾, która weszła w życie 18 lutego 2021 r. Ustawa ta reguluje zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych, zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie budowy, eksploatacji i likwidacji morskich farm wiatrowych. Regulacje zawarte w tej ustawie przewidują szereg nowych kompetencji dla Prezesa URE, związanych z realizacją systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

1 września 2021 r. weszła w życie ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy. Zmiany dokonane powyższą ustawą wynikały z potrzeby dostosowania przepisów ustawy o rynku mocy do rozporządzenia 2019/943. Przepisy tego rozporządzenia weszły w życie 4 lipca 2019 r. i bezpośrednio na ich podstawie odbyła się pierwsza aukcja mocy w 2020 r. Rozporządzenie ustanowiło przepisy mające zapewnić funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii oraz wymogi dotyczące polityki ochrony środowiska, w tym także limitów emisji CO₂ w odniesieniu do zdolności wytwórczych objętych mechanizmami zdolności wytwórczych. Rozporządzenie to wprowadziło również zmiany w zasadach uczestnictwa jednostek wytwórczych w mechanizmach mocowych funkcjonujących w państwach członkowskich. Podstawową kwestią regulowaną powyższą nowelizacją było zatem określenie zasad udziału w rynku mocy, począwszy od 1 lipca 2025 r., jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej („limit emisji”). W odniesieniu do uprawnień organu regulacyjnego, należy wskazać na nowe kompetencje informacyjne Prezesa URE związane z organizacją aukcji mocy.

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

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. 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

¹⁾ Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234 z późn. zm.).

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 2021 r. obowiązywała decyzja Prezesa URE z 21 grudnia 2020 r. przyznająca PSE S.A. takie odstępstwo²⁾, z kolei 29 listopada 2021 r. została wydana decyzja Prezesa URE na rok 2022³⁾. Prezes URE był także zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie rozporządzenia 2019/943, m.in. w kwestiach metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych.

²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-pryznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9934,Decyzja-Prezesa-URE-dotyczaca-udzielenia-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-udostepn.html>

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 2021 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2021 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 2021 r. działało 180 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających obowiązku unbundlingu.

Programy Zgodności

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

W 2021 r. kontynuowane było postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w Programie Zgodności PGE Dystrybucja S.A. – ostatnim z pięciu programów, które miały zostać dostosowane do opublikowanych Wytycznych. W przypadku pozostałych czterech operatorów systemów dystrybucyjnych rok 2021 był pierwszym pełnym rokiem obowiązywania tych programów w wersji dostosowanej do treści Wytycznych. Wskutek wprowadzonych zmian, rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programów Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą siecią i jej rozwojem, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. Niektóre zapisy (np. obowiązek stosowania odróżniających się kanałów informacji w zakresie intranetu czy regulacje odnoszące się do działań marketingowych oraz sponsoringu) w przypadku niektórych operatorów wymagały prac dostosowawczych i organizacyjnych, i weszły w życie w trakcie 2021 r. Niektóre nowe zapisy, w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług

dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej, zostały wydłużone do czasu uruchomienia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) w 2024 r.

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

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2021 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2022 r. i zostały opublikowane na stronie internetowej URE. Operatorzy w przedstawionych sprawozdaniach informowali, że dostosowanie Programów Zgodności do Wytycznych Prezesa URE spowodowało wzrost znaczenia zagadnień służących niedyskryminacyjnemu traktowaniu użytkowników systemów wśród członków zarządów oraz wśród pracowników spółek operatorów. Praca Inspektora ds. zgodności, tj. osoby wyznaczonej w spółkach do wykonywania zadań związanych z monitorowaniem Programów Zgodności, wzmocniona została pracą lokalnych koordynatorów ds. zgodności, podlegających merytorycznie Inspektorowi ds. zgodności, w jednej ze spółek funkcjonuje natomiast zespół do spraw monitorowania realizacji Programu Zgodności, którego przewodniczącym jest Inspektor ds. zgodności.

Inspektorzy ds. zgodności opiniowali dokumenty przed ich zatwierdzeniem, okresowo przeglądali obowiązujące regulacje wewnętrzne i wzory dokumentów pod kątem spełnienia wymagań określonych w Programie Zgodności, na bieżąco dokonywali analizy danych przekazywanych w związku z nadzorem właścicielskim. Inspektorzy ds. zgodności dokonywali także wykładni postanowień Programu Zgodności na wniosek zarządu lub pracowników spółki operatora. W 2021 r. we wszystkich spółkach operatorów przeprowadzono szkolenia dla nowo zatrudnianych pracowników, a w spółkach, w których Program Zgodności został dostosowany do Wytycznych Prezesa URE, przeszkolono wszystkich pracowników w zakresie celu i zakresu Programu, zasad jego realizacji, obowiązków OSD i pracowników, a także sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników OSD. W jednym przypadku Inspektor ds. zgodności odegrał także istotną rolę interweniując *ex-post* w sprawie zgłoszenia wskazującego na zdarzenia i okoliczności noszące znamiona naruszenia Programu Zgodności. Analiza przebiegu zdarzeń wykazała, że źródłem problemów nie było świadome naruszenie Programu Zgodności, ale błędy techniczne. Błędy te nie spowodowały szkód, ale posłużyły do modyfikacji zasad i zakresów uprawnień poszczególnych pracowników, w taki sposób, by w przyszłości ograniczyć ryzyko wystąpienia tego typu zdarzeń.

W 2021 r. w skargach wpływających do Prezesa URE pojawiały się wątki nasuwające przypuszczenie, że w konkretnych okolicznościach mogło dojść do naruszenia Programu Zgodności m.in. poprzez opóźnianie terminu rozpoczęcia dostarczania energii w sytuacji, gdy sprzedawca pochodził spoza grupy kapitałowej, w której funkcjonował operator, a w innym przypadku poprzez promowanie wybranego sprzedawcy energii (z tej samej grupy kapitałowej) podczas procesu przyłączania nowego obiektu do sieci. Prezes URE wezwał właściwego operatora do złożenia wyjaśnień, a w wyniku ich analizy – odstąpił od wszczęcia postępowań w sprawie naruszenia Programu Zgodności, uznając, że zarzuty zgłoszone w skargach nie znalazły uzasadnienia.

Ponadto w trakcie 2021 r. Prezes URE przedstawił, na wniosek jednego z operatorów, opinię w sprawie zakazu jednoczesnego zatrudnienia pracownika OSD w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, w szczególności w ramach urlopu bezpłatnego u drugiego pracodawcy oraz w sprawie odrębnej strategii marketingowej OSD, komunikacji, sponsoringu, dobroczynności i CSR. Opinia Prezesa URE została przyjęta przez Operatora, a zawarte w niej rekomendacje wcielono w życie.

Ostatecznie sformułować można więc ocenę, że w 2021 r. nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programów Zgodności.

3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci

Monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych

Przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej – będące jedynym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) działającym na terytorium Polski, wyznaczonym przez Prezesa URE – realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju tego operatora – na podstawie przepisu

wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne – podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Regulator 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 2020 r., Prezes URE uzgodnił przedłożony przez OSP *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Plan ten zakładał poniesienie przez OSP nakładów na inwestycje w wysokości 14 158 mln zł w przywołanym okresie lat 2021–2030.

W ramach realizowanych zadań z zakresu monitorowania planów inwestycyjnych corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych na dany rok, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Jak wynika ze sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2021 (do których przedkładał przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy) OSP poinformował o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych na poziomie: 969,7 mln zł (tj. w stopniu 66,6 proc., przy założonym na ten rok planie: 1 456,6 mln zł).

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

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

Poniżej wyspecyfikowano realizowane w 2021 r. projekty inwestycyjne, dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej, a ujęte w dziesięcioletnim planie unijnym TYNDP 2018, które OSP uwzględnił we wcześniejszej edycji uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na lata 2018–2027 (obejmującej rok 2021):

- Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka oraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszaków (TYNDP 123.373),
- Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa (TYNDP 230.355),
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik (TYNDP 230.353),
- Budowa stacji 400/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska (TYNDP 230.1035),
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska (TYNDP 230.1232),
- Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina (TYNDP 170.1661, 170.1662),
- Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn (TYNDP 170.1663),
- Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Dunowo-Słupsk (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec (TYNDP 170.1664),
- Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń (TYNDP 170.1665),
- Modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń (TYNDP 170.1665).

Dodatkowo OSP realizował budowę połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (TYNDP 170.1034, zadanie to wykracza poza zakres inwestycji zgłoszonych przez OSP do realizacji w ramach planu rozwoju na lata 2018–2027).

Na podstawie oceny spójności poprzednich wersji planów inwestycyjnych OSP pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, można stwierdzić możliwość wystąpienia nieznacznych niespójności o charakterze planistycznym, a wynikających m.in. z różnych terminów aktualizacji dokumentów objętych planem TYNDP oraz planem rozwoju OSP (w kolejnych aktualizacjach

zazwyczaj będą wskazane najbardziej aktualne dane odnośnie bieżącego statusu projektu lub jego daty zakończenia), odległego terminu rozpoczęcia inwestycji (w planie narodowym 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

Podobnie jak w roku ubiegłym, zagadnienia związane z opracowaniem i wdrożeniem strategii mających na celu wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych nie znalazły się w zakresie ustawowych zadań Prezesa URE, organ ten brał udział jedynie w opiniowaniu projektów rozwiązań w zakresie tych sieci. Samo przygotowanie i przeprowadzenie procesu legislacyjnego spoczywa na ministrze właściwym do spraw energii, natomiast Prezes URE aktywnie uczestniczy w konsultacjach, przedstawiając swoje stanowisko w tej kwestii. Minister właściwy do spraw energii pozostaje zobligowany do opracowania i wdrożenia strategii mających na celu wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych, w tym do przeprowadzenia odpowiednich analiz prawnych i oceny skutków regulacji, a w konsekwencji wpływu wdrożenia strategii na poziom cen i stawek opłat za energię elektryczną tak dla przemysłu, jak i gospodarstw domowych.

3 lipca 2021 r. weszła w życie duża nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Wśród licznych zmian wprowadzono systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania – polegające na obowiązku OSD zainstalowania do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu (LZO) 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. Wypełnienie tego obowiązku ustawowego OSD uwzględniają w swoich planach rozwoju. Z kolei wymagania dla LZO zostały określone w przepisach uzupełniających do tej ustawy, zawartych w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego. Rozporządzenie to określa również wymagania dla: danych pomiarowych oraz innych informacji rejestrowanych przez LZO, danych wysyłanych i poleceń odbieranych przez LZO, standardów komunikacji LZO z systemem zdalnego odczytu OSD, a także wymagań LZO do komunikacji z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

Zrealizowane przez operatorów dystrybucyjnych procesy modernizacyjne, zgodnie uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju, doprowadziły do zauważalnych efektów w spadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w latach 2016–2020 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Znaczący udział w tym celu miała wdrożona w 2015 r. regulacja jakościowa, która zakładała istotne obniżenie tych wskaźników w horyzoncie kilkuletnim.

Zwiększyła się wartość energii niedostarczonej w 2021 r. w stosunku do roku poprzedniego. Uzyskane wyniki dla wskaźników SAIDI, SAIFI i energii niedostarczonej są skutkiem wystąpienia skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych. Wdrożone działania, mające na celu zmniejszenie czasu i częstości przerw w dostawie energii elektrycznej spowodowały zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI dla wyłączeń planowanych. Wpływ na uzyskane wartości wskaźników miały także obostrzenia wprowadzone w związku z pandemią.

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

W świetle powyższego, w swoich sprawozdaniach z wykonania planu rozwoju za rok 2021, pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej poinformowało o:

- opracowaniu zakresu inwestycji planowanych do zrealizowania w 2021 r. pod kątem wykonania zaplanowanych poziomów wskaźników jakościowych, przy założeniu celu strategicznego, polegającego na obniżeniu wartości wskaźników SAIDI i SAIFI, wskaźnika czasu trwania przerwy (CTP), wskaźnika częstości przerw (CP) oraz skróceniu czasu przyłączenia odbiorców (plany w większości spółek dystrybucyjnych skorygowano poprzez zmianę priorytetów działań, z uwagi na wprowadzony w kraju stan epidemii COVID-19 i wynikłe z tego opóźnienia w realizacji inwestycji),

- 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,
- niższym od planowanego wykonaniu nakładów inwestycyjnych, wynikającym przede wszystkim z panującej w kraju pandemii związanej z COVID-19 (środki finansowe skierowano do obszarów, w których istniały możliwości prowadzenia inwestycji w sposób bezpieczny, co wpłynęło na różnice w rozwoju infrastruktury sieciowej w niektórych obszarach) oraz trudnościami natury formalno-prawnej rzutującymi bezpośrednio na opóźnienia w opracowywaniu projektów budowlano-wykonawczych,
- kontynuacji i jednoczesnej intensyfikacji działań związanych z zabudową w sieci urządzeń realizujących funkcje łączeniowe oraz urządzeń monitorujących stan i parametry elektryczne sieci, w celu osiągnięcia standardu „smart grid”. Dla pełnego wykorzystania funkcjonalności automatyki sieciowej i osiągnięcia optymalnych korzyści wynikających z automatyzacji, równolegle realizowano działania związane ze zmianą aktualnej topologii sieci, których celem w perspektywie długoterminowej będzie dostosowanie sieci do możliwości dwustronnego zasilania stacji SN/nn.
W praktyce, największe przełożenie na poprawę i utrzymanie wysokiego poziomu niezawodności pracy sieci miały zrealizowane działania inwestycyjne, mające na celu wdrażanie innowacji oraz budowy sieci typu SMART GRID w następujących obszarach:
 - automatyzacji sieci SN obejmującej wyposażanie stacji SN/nN w rozdzielnice zdalnie sterowane w głębi sieci co umożliwi szybszą rekonfigurację sieci i w znaczny sposób skraca czas usuwania awarii,
 - wyposażanie stacji 15/0,4 kV we wskaźniki zwarć z komunikacją do SCADA (system dyspozytorski) – detekcja i lokalizacja zwarć.

3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2021 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), 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,
- 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.

Na początku 2021 r. kontynuowane były postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf na 2021 r. dla pięciu największych OSD, tj.: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o., wszczęte w 2020 r. Decyzje zatwierdzające taryfy dla pięciu największych OSD na okres do końca 2021 r., zostały wydane w dniach 5–14 stycznia 2021 r.

Taryfa OSP tj. PSE S.A. oraz taryfy dla pięciu największych OSD tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o. na okres do 31 grudnia 2022 r., zostały zatwierdzone 17 grudnia 2021 r.

17 grudnia 2021 r., na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r., zostały zatwierdzone również taryfy 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.

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 Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (dalej: „rozporządzenie systemowe”), 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 instrukcjach metody, warunki, wymogi oraz zasady są wiążące dla operatorów sieci oraz użytkowników przyłączonych do sieci tych operatorów oraz stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

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

- na rynku systemowym – operator systemu przesyłowego (OSP),
- na rynkach lokalnych – operatorzy systemów rozdzielczych (OSD).

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

Najważniejsze zmiany w IRiESP zatwierdzone w 2021 r. przez Prezesa URE dotyczyły wymiany międzyobszarowej na połączeniach systemu elektroenergetycznego Polski z systemami zagranicznych operatorów systemów przesyłowych, zasad zgłaszania przez wytwórców i uzgadniania z OSP planów remontowych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych i jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych oraz zmian mających na celu identyfikację i aktualizację ograniczeń sieciowych w związku z planowanymi warunkami pracy sieci, wdrożenie dedykowanego rozwiązania dla aktywnego udziału w RB magazynów energii elektrycznej oraz elektrowni szczytowo-pompowych.

W 2021 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESP dla operatorów: TAURON Dystrybucja S.A. (zmieniona trzykrotnie), ENEA Operator Sp. z o.o. (zmieniona dwukrotnie), innogy Stoen Operator

Sp. z o.o. – obecnie Stoen Operator Sp. z o.o. (zmieniona dwukrotnie), ENERGA-OPERATOR S.A. (zmieniona trzykrotnie) oraz PGE Dystrybucja S.A. (zmieniona jednokrotnie).

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD należy zaliczyć:

- w przypadku wszystkich pięciu OSD – zmiany wynikające z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie,
- w przypadku TAURON Dystrybucja S.A. – dodatkowo zmiany umożliwiające zastosowanie pomiaru półpośredniego lub bezpośredniego dla nowych odbiorców zaliczanych do III grupy przyłączeniowej, występujących o małą moc przyłączeniową. Zmiany miały również na celu umożliwienie odbiorcom zaliczanym do III grupy przyłączeniowej, pozostawienia obecnie posiadanego pomiaru bezpośredniego lub półpośredniego w przypadku zmiany sprzedawcy lub zmiany mocy przyłączeniowej. Dodatkowo należy wskazać, że podobne zapisy już znajdują się w IRiESD innych dużych OSD,
- w przypadku ENERGA-OPERATOR S.A. – dodatkowo zmiany dotyczące wymagań technicznych dla urządzeń pomiarowych.

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

Zarządzanie ograniczeniami

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

W 2021 r. zdolności przesyłowe były wyznaczane i oferowane oddzielnie dla: profilu synchronicznego (obejmującego połączenia wzajemne z Niemcami, Czechami oraz Słowacją), połączenia stałoprądowego ze Szwecją, połączenia stałoprądowego z Litwą oraz dla połączenia z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór). Na każdym z tych połączeń wykorzystywano metodę wyznaczania opartą na zdolnościach przesyłowych netto, tj. na zasadzie szacowania i definiowania *ex-ante* maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi (dalej: „metoda NTC”) z uwzględnieniem warunków bilansowych.

W okresie sprawozdawczym udostępnianie długoterminowych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym (Polska-Czechy, Słowacja, Niemcy) odbywało się na podstawie zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. *Harmonised allocation rules for long-term transmission rights*, zgodnie z art. 51 rozporządzenia 2016/1719), zatwierdzonych decyzją ACER z 2 października 2017 r., zmienionych decyzją Prezesa URE z 23 grudnia 2021 r. Zdolności przesyłowe wyznaczane były na potrzeby aukcji rocznych i miesięcznych. Wymiana w horyzoncie dnia bieżącego odbywała się w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (Single Intra-Day Coupling – SIDC) realizowanego z wykorzystaniem platformy XBID.

W ramach wczesnej implementacji łączenia rynków dnia następnego metodą, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozptyłu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci (dalej: „metoda FBA”), nastąpiło wdrożenie projektu Interim Coupling Project (dalej: „ICP”), tj. rozpoczęcie alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu łączenia rynku dnia następnego poprzez aukcje niejawne (dalej: „implicit”) w oparciu o metodę NTC, na granicach: Węgry-Austria, Austria-Czechy, Czechy-Niemcy, Niemcy-Polska, Czechy-Polska oraz Polska-Słowacja, uzgodniony pomiędzy OSP oraz NEMO, który będzie funkcjonował do czasu wdrożenia w regionie Core łączenia rynków metodą FBA. Do 17 czerwca 2021 r. (ostatni dzień dostawy), udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym w horyzoncie dnia następnego odbywało się na podstawie opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej zasad alokacji dla horyzontu dobowego (ang. *Rules for Daily explicit Capacity Allocation on Bidding Zone borders Austria-Czechy, Austria-Węgry, Chorwacja-Węgry, Czechy-Niemcy, Czechy-Polska, Polska-Słowacja i Polska-Niemcy*).

W 2021 r. na połączeniach wzajemnych Polska-Szwecja 4 (SwePol Link) i Polska-Litwa (LitPol Link), w dalszym ciągu obowiązywały metody alokacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r. – alokacja zdolności przesyłowych poprzez mechanizm łączenia rynków w przedziale czasowym dnia następnego. W horyzoncie dnia bieżącego zdolności przesyłowe były alokowane w ramach SIDC. Wobec tego, że decyzje Prezesa URE z 17 maja 2017 r. wydane w odniesieniu do granic

obszarów rynkowych Polska-Szwecja 4 oraz Polska-Litwa w 2021 r. pozostały w mocy, nie wydawano długoterminowych praw przesyłowych.

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

Realizując przepisy rozporządzenia 2015/1222, w 2019 r. przyjęto Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce (MNA). MNA reguluje współpracę wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO) i PSE S.A. w związku z realizacją procesów SIDC i SDAC (jednolitego łączenia rynków dnia następnego). W 2021 r. także nastąpiło operacyjne rozpoczęcie działania EPEX SPOT SE w ramach SIDC. W 2020 r. trwały przygotowania do uruchomienia drugiego komponentu MNA, czyli realizacji procesu SDAC w formule wielu NEMO, który został uruchomiony 9 lutego 2021 r. Wcześniej proces SDAC w polskim obszarze rynkowym był realizowany tylko przez TGE S.A.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2021 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2021 r. wyniosła 564 476 100 zł. Suma ta jest pomniejszona o kwoty zwrócone uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych w rocznych i miesięcznych praw przesyłowych oraz w związku z niezrealizowanymi prawami przesyłowymi w aukcjach dobowych.

Tabela 1. Przychody z udostępniania zdolności przesyłowych uzyskane w 2021 r. w podziale na poszczególne granice

Wyszczególnienie	Wartość [tys. zł]
Polska - Czechy	44 411,4
Polska - Niemcy	195 093,8
Polska - Słowacja	143 830,0
Polska - Litwa	63 818,8
Polska - Szwecja	138 867,3
Razem	586 021,2
Koszty redukcji i zwrotów zdolności oraz wynagradzania długoterminowych praw przesyłowych ⁴⁾	-21 545,1
Razem	564 476,1

Źródło: Dane PSE S.A., wg stanu księgowego na 21 lutego 2022 r.

Kwota przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach wzajemnych uzyskanych w okresie od 1 stycznia 2021 r., do 31 grudnia, zostanie wykorzystana do celów, o których mowa w art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/943⁵⁾, zaś pozostała kwota przychodów z udostępniania zdolności niewykorzystana w poprzednim roku, po pomniejszeniu o należny podatek dochodowy zasili Fundusz Celowy. Fundusz Celowy ewidencjonowany jest na oddzielnym koncie księgowym, a wykorzystany może być tylko na jeden lub więcej z następujących celów: finansowanie zagwarantowania rzeczywistej dostępności przydzielonych zdolności przesyłowych oraz finansowanie inwestycji sieciowych wykonywanych w celu utrzymania lub zwiększania zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych. Cele te obejmują cele priorytetowe określone w art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/943.

⁴⁾ Pomniejszenie przychodów odpowiadające przypadającym na PSE S.A. zgodnie z obowiązującymi umowami kosztom poniesionym na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej z tytułu wynagrodzenia rocznych i miesięcznych praw przesyłowych.

⁵⁾ Zgodnie ze wskazanym artykułem w odniesieniu do przydzielania wszelkich dochodów wynikających z alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych pierwszeństwo mają takie cele jak: zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności, w tym odszkodowania z tytułu gwarancji lub utrzymywanie lub zwiększanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych poprzez optymalizację wykorzystania istniejących połączeń wzajemnych dzięki skoordynowanym działaniom zaradczym, w stosownych przypadkach, lub pokrycie kosztów związanych z inwestycjami w sieć, które mają znaczenie dla zmniejszenia ograniczeń przesyłowych na połączeniu wzajemnym.

Tabela 2. Wykorzystanie przychodów z udostępniania zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych uzyskanych w okresie sprawozdawczym

Wyszczególnienie	Wartość [tys. zł]
Kwota przychodów z udostępniania zdolności wykorzystywana do celów, o których mowa w art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/943	110 622,6
Kwota przychodów z udostępniania zdolności niewykorzystana w poprzednim roku i umieszczona na odrębnym koncie wewnętrznym (po pomniejszeniu o należny podatek dochodowy)	367 621,4

Źródło: Dane PSE S.A.

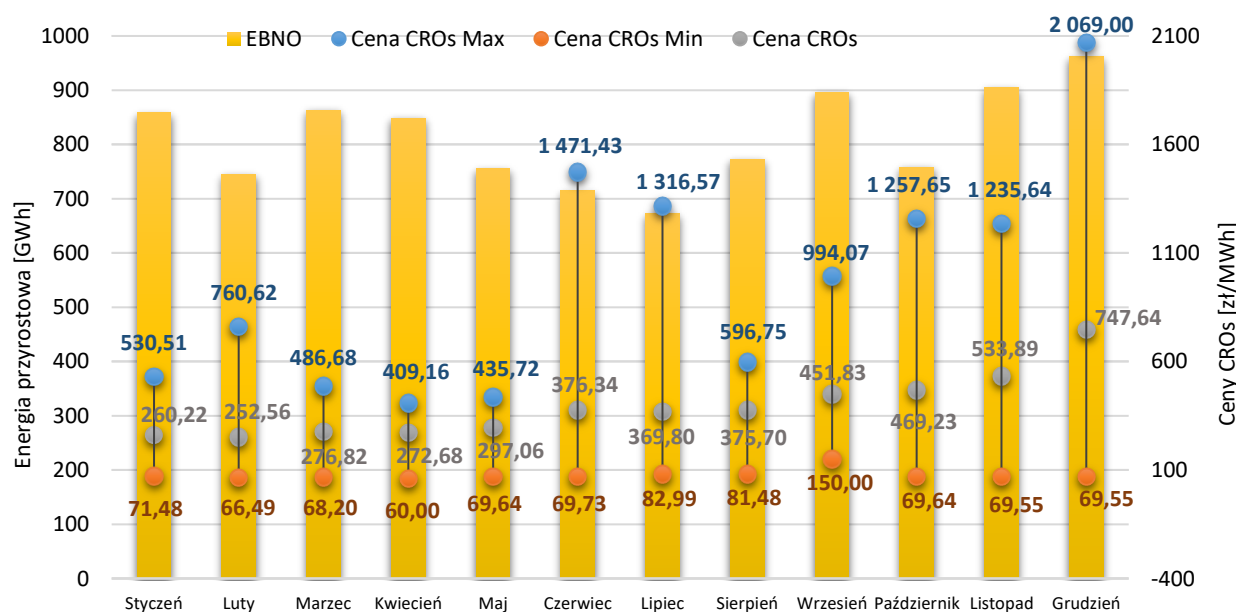
Projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem i zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE określone zostały w Planie Rozwoju uzgodnionym przez Prezesa URE.

Usługi bilansowania systemu

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.

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

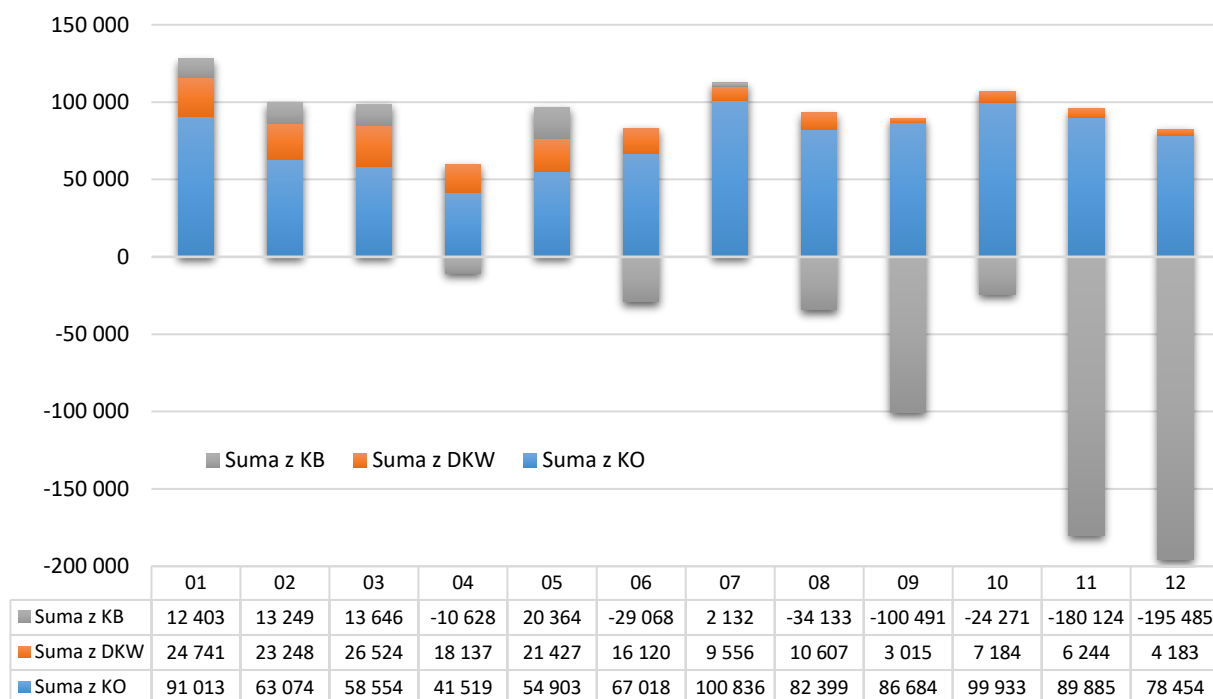
Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CROs) w 2021 r.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 409,16 zł/MWh do 2 069,00 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 60,00 zł/MWh do 150,00 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 252,56 zł/MWh do 747,64 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych należy zaliczyć warunki rynkowe, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w systemie oraz warunki atmosferyczne.

W 2021 r. koszty usuwania ograniczeń wyniosły 914,272 mln zł, koszty wynikające z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) wyniosły 170,986 mln zł, a koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -512,405 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów w poszczególnych miesiącach 2021 r., przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 2. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2021 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W poszczególnych miesiącach 2021 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -195 485 tys. zł do 20 364 tys. zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 41 519 tys. zł do 100 836 tys. zł oraz od 3 015 tys. zł do 26 524 tys. zł.

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

W 2021 r. na bilansowanie systemu miały wpływ zmiany w IRiESP, WDB oraz IRiESD.

Zmiana IRiESP zatwierdzona w 2021 r. przez Prezesa URE dotyczyła wymiany międzyobszarowej na połączeniach systemu elektroenergetycznego Polski z systemami zagranicznych operatorów systemów przesyłowych realizowanych zarówno w celu wdrożenia projektu ICP, jak i uwzględnienia projektu ICP w zakresie poszerzenia operacyjnego działania procesu funkcjonowania wielu NEMO w polskim obszarze rynkowym o przekroje handlowe Polski oraz Czech, Słowacji i Niemiec.

W 2021 r. zaczęła obowiązywać zmiana WDB zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 1 grudnia 2020 r. zakładająca:

- umożliwienie aktywnego udziału w Rynku Bilansującym (RB) zasobom innym niż Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w tym stronie popytowej (DSR), poprzez m.in. rozszerzenie możliwości aktywnego udziału w RB zasobów innych niż Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne (JGWA) oraz sterowanych odbiorców energii reprezentowanych w Jednostkach Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JGOa), pod warunkiem spełnienia przez nie wymagań dotyczących aktywnego udziału w RB. W szczególności dotyczyło to wymagań dla: systemów IT do wymiany informacji z OSP, zdolności do realizacji poleceń ruchowych OSP, dostępności danych pomiarowych, wymaganej mocy osiągalnej (co najmniej 1 MW brutto), a w przypadku zasobów zagregowanych, również warunku na lokalizację poszczególnych zasobów tworzących grupę zasobów reprezentowanych w jednej Jednostce Grafikowej,
- wdrożenie dedykowanego rozwiązania dla aktywnego udziału w RB magazynów energii elektrycznej oraz elektrowni szczytowo-pompowych. W tym celu wprowadzono do zmienionych WDB Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JGMA) oraz Jednostkę Grafikową Magazynu rozliczeniową (JGMR), uwzględniającą możliwość ładowania oraz generacji magazynów energii elektrycznej i elektrowni szczytowo-pompowych w zakresie, w jakim ładowanie i generacja są możliwe ze względu na stan naładowania magazynu,
- wprowadzenie możliwości aktualizacji Ofert Bilansujących w ramach Rynku Bilansującego dla JGWA, JGMA, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych (JGFWA), Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych (JGPVA), przyjętych do realizacji w ramach bramki zgłoszeń danych na Rynku Bilansującym Dnia Następnego (RBN). Możliwość aktualizacji dotyczy części handlowej Oferty Bilansującej i może być zrealizowana w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB),
- uszczegółowienie zasad w zakresie: obowiązku wyznaczenia Operatora Rynku dla Jednostek Grafikowych, dokonywania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w trybie awaryjnym w ramach RBB oraz zgłoszeń Grafików Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego,
- zmianę w katalogu usług systemowych pozyskiwanych przez OSP, które obejmują wycofanie części usług systemowych, takich jak Interwencyjnej Rezerwy Zimna (IRZ), Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), Programu Gwarantowanego interwencyjnej redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (Program Gwarantowany IP-DSR) oraz Pracy Interwencyjnej (PI); rozszerzenie zasobów mogących świadczyć określone usługi oraz zastąpienie usługi redukcji zapotrzebowania polecenia OSP (Program Bieżący i Program Uproszczony IP-DSR) przez usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców,
- dostosowanie procedury fakturowania i rozliczeń finansowych na wypadek wystąpienia ujemnych cen rozliczeniowych na RB,
- wprowadzenie rozwiązań ograniczających arbitraż pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB,
- zmianę zasady wyceny i rozliczeń generacji i redukcji wymuszonej na RB,
- zmianę konwencji znaków na RB,
- dostosowanie zakresu informacji publikowanej przez OSP.

Dodatkowo należy wskazać, że w 2021 r. zostały zatwierdzone przez Prezesa URE następujące modyfikacje WDB:

- zmiany zasad funkcjonowania RB umożliwiające wdrożenie SDAC w zakresie wynikającym z realizacji projektu ICP. Ponadto uwzględniają wdrożenie projektu ICP w procesie funkcjonowania wielu NEMO w polskim obszarze rynkowym,
- wprowadzenie do WDB postanowień w zakresie umożliwienia OSP dokonywania odsprzedaży, na giełdach towarowych, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego lub Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego, prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej, nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię. Dodatkowo doprecyzowano postanowienia WDB dotyczące zakupu poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą, przez OSP i OSD jako uczestników rynku bilansującego, energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb własnych odpowiednio OSP i OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie odpowiednio przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD OSD zatwierdzonych w 2021 r. przez Prezesa URE, które są związane z Rynkiem Bilansującym, należy zaliczyć:

- zmiany wynikające z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie⁶⁾,
- zmiany wynikające z nowelizacji zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wprowadzonej rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷⁾ oraz dostosowania do wymagań WDB zatwierdzonych decyzjami Prezesa URE z 5 marca 2020 r. oraz z 1 grudnia 2020 r.

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

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 dwa lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2022 r. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Do wykonania badania wykorzystane 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

Po ponad trzech latach obowiązywania ustawy o rynku mocy, dokonano w niej istotnych zmian. W maju i lipcu 2021 r. weszły w życie nowelizacje, które wprowadziły szeroki zakres modyfikacji wynikających z nowych regulacji europejskich, znajdujących się w rozporządzeniu 2019/943. Dodatkowo, zaimplementowano nowy model kalkulacji stawek oraz poboru opłaty mocowej, jak również wprowadzono regulacje wynikające z doświadczeń zebranych podczas dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy. Nałożono także nowe obowiązki na Prezesa URE.

Dostosowanie do rozporządzenia rynkowego:

- a) wykluczenie możliwości udziału w aukcjach rynku mocy jednostek wytwórczych nie spełniających limitu emisji CO₂ w wysokości 550 g/kWh wytworzonej energii elektrycznej,
- b) wprowadzenie wyznaczania prognozowanych maksymalnych wolumenów obowiązków mocowych dla zagranicznych dostawców na podstawie europejskiej oceny wystarczalności zasobów,
- c) przyznanie kompetencji Prezesowi URE do proponowania jednego z parametrów aukcji mocy, tj. wielkości zapotrzebowania na moc,

⁶⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2370.

⁷⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2026.

- d) zobowiązanie ministra właściwego do spraw energii do publikacji, w drodze rozporządzenia, standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wyznaczonego w oparciu o wartości VOLL i CONE skalkulowane przez Prezesa URE.

Nowy model kalkulacji stawek oraz poboru opłaty mocowej

Nowelizacje wprowadziły system opłat, w którym od 1 stycznia 2028 r. ich wysokość dla wszystkich odbiorców będzie uzależniona od indywidualnej krzywej poboru. Jednocześnie ze względu na konieczność wyposażenia wszystkich punktów pomiarowych w liczniki zdalnego odczytu w trybie godzinowym ustanowiono okres przejściowy wraz z harmonogramem wdrożenia modelu docelowego.

Regulacje wynikające z dotychczas zebranych doświadczeń oraz zmian zachodzących na rynku

Biorąc pod uwagę zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym oraz doświadczenia z dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy w Polsce wprowadzono następujące modyfikacje:

- a) wprowadzono korzystniejsze z punktu widzenia potencjalnych inwestorów zasady monitoringu realizacji inwestycji dla jednostek mających wieloletnie umowy na rynku mocy,
- b) możliwość zmiany technologii na nisko emisyjną w przypadku nowych jednostek mających już umowę wieloletnią nie spełniających limitu emisji,
- c) wprowadzenie możliwości obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym,
- d) kompleksowe uregulowanie funkcjonowania magazynów energii.

Nowe obowiązki Prezesa URE:

- a) przekazanie propozycji zapotrzebowania na moc w aukcji głównej oraz aukcjach dodatkowych,
- b) wyznaczenie wartości niedostarczonej energii elektrycznej (VOLL),
- c) wyznaczenie jednostkowego kosztu pojawienia się na rynku nowych mocy (CONE),
- d) obliczenie jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego na dany rok dostaw.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2021 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2025⁸⁾,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022⁹⁾,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2023,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2022¹⁰⁾,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2022 r.¹¹⁾,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2022¹²⁾.

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

⁸⁾ Informacja nr 2/2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/9238,Informacja-nr-22021.html>

⁹⁾ Informacja nr 23/2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/9387,Informacja-nr-232021.html>

¹⁰⁾ Informacja nr 55/2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/9801,Informacja-nr-552021.html>

¹¹⁾ Informacja nr 56/2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/9802,Informacja-nr-562021.html>

¹²⁾ Jednostkowa stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego, <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/4179,-Jednostkowa-stawka-kary-za-niewykonanie-obowiazku-mocowego.html>

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 2021 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2026, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2022 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2026,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2026 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2023.

Decyzją z 10 listopada 2021 r., Prezes URE zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Doprecyzowały one zasady wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego poprzez wskazanie, że zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym obejmuje zdolności do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i rezerwy mocy. Dodatkowo dostosowały Regulamin rynku mocy do zmienionych przepisów ustawy o rynku mocy oraz ustawy – Prawo energetyczne, a także usunęły wątpliwości interpretacyjne związane z procesem rozliczeń, obsługą danych pomiarowo-rozliczeniowych, testem redukcji zapotrzebowania, wykonywaniem obowiązku mocowego, w tym wykazywaniem demonstracji, jak również zgłaszaniem transakcji na rynku wtórnym.

Certyfikacja ogólna w 2021 r.

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW, obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2021 r. w jej ramach złożono 1 254 wniosków, tj. o 3,6 proc. więcej niż w 2020 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 223 jednostek, tj. o 3 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 51,9 GW (spadek w porównaniu z rokiem poprzednim o 5,5 proc.).

W wyniku prac związanych z weryfikacją certyfikacji, zidentyfikowano 65 jednostek fizycznych wytwórczych istniejących, które nie poddały się obowiązkowi certyfikacji ogólnej w 2021 r. Prezes URE prowadził postępowania wyjaśniające w przedmiotowej sprawie.

Aukcje dodatkowe na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2022

Aukcje dodatkowe na wszystkie kwartały roku dostaw 2022, odbyły się 16 marca 2021 r. Warunkiem uczestnictwa w aukcjach dodatkowych było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji dodatkowych.

Tabela 3. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2022

Kwartał roku dostaw 2022	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
I	40	1 021
II	23	380
III	22	361
IV	40	888

Źródło: URE.

Aukcja dodatkowa na:

- I kwartał zakończyła się w rundzie 5. z ceną zamknięcia równą 186,70 zł/kW/rok,
- II kwartał zakończyła się w rundzie 1. z ceną zamknięcia równą 320,00 zł/kW/rok,
- III kwartał zakończyła się w rundzie 1. z ceną zamknięcia równą 320,00 zł/kW/rok,
- IV kwartał zakończyła się w rundzie 3. z ceną zamknięcia równą 240,02 zł/kW/rok.

Aukcja główna na rok dostaw 2026

16 grudnia 2021 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2026. Warunkiem uczestnictwa w aukcji głównej było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji. Liczba ofert, które wygrały aukcję główną na rok dostaw 2026 wyniosła 128.

Tabela 4. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2026

	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
Jednostki polskie	89	6 839
Jednostki zagraniczne	39	350

Źródło: URE.

Aukcja główna na rok dostaw 2026 zakończyła się w 1. rundzie z ceną zamknięcia równą 400,39 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych polskich.

Cena obowiązków mocowych dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych, znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 3 ustawy o rynku mocy, obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji, zgodnie z art. 36 ust. 7 tej ustawy, wynosi 399,00 zł/kW/rok.

Na rok dostaw 2026 łącznie zakontraktowano 17 969 MW, w tym 7 189 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2026 oraz 10 780 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2025.

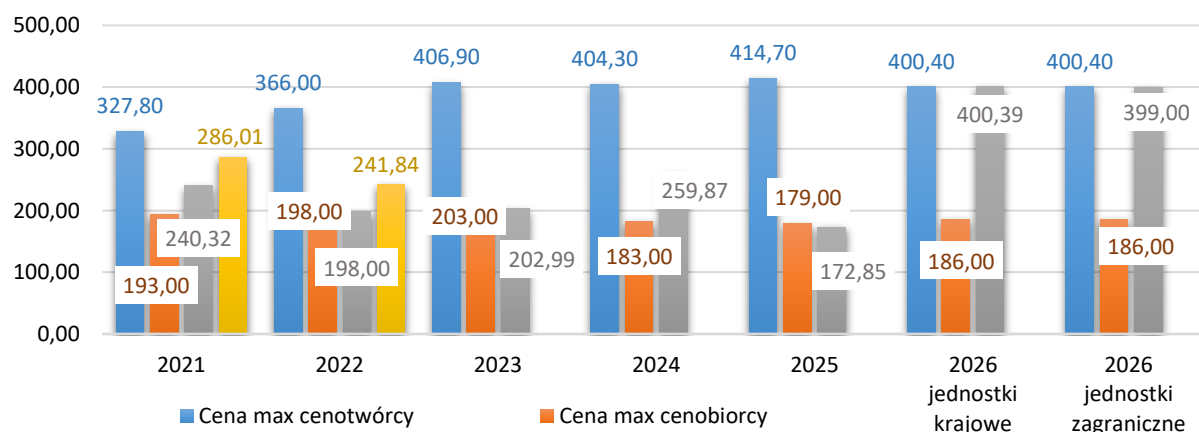
Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2026, wynosi 2 677,562 MW.

Aukcja główna na 2026 rok była pierwszą, która zakończyła się w 1. rundzie, co skutkowało najwyższymi w historii cenami zamknięcia. Cena jest wyższa o 54 proc. w stosunku do drugiej co do wielkości ceny zamknięcia, jaka była w aukcji na 2024 rok oraz wyższa o 132 proc. w stosunku do ceny zamknięcia z aukcji na 2025 rok. Tak duży wzrost ceny wynika z niższej podaży obowiązków mocowych od zapotrzebowania na moc, co spowodowane jest najprawdopodobniej uniemożliwieniem korzystania ze wsparcia na rynku mocy przez jednostki nie spełniające limitu emisji, które są dominującymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej w Polsce¹³).

Uwagę zwraca również wzrost o 55 proc. w stosunku do aukcji głównej na 2025 rok mocy zakontraktowanej przez niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Wskazuje to na rosnące zainteresowanie wśród odbiorców świadczeniem tego typu usługi.

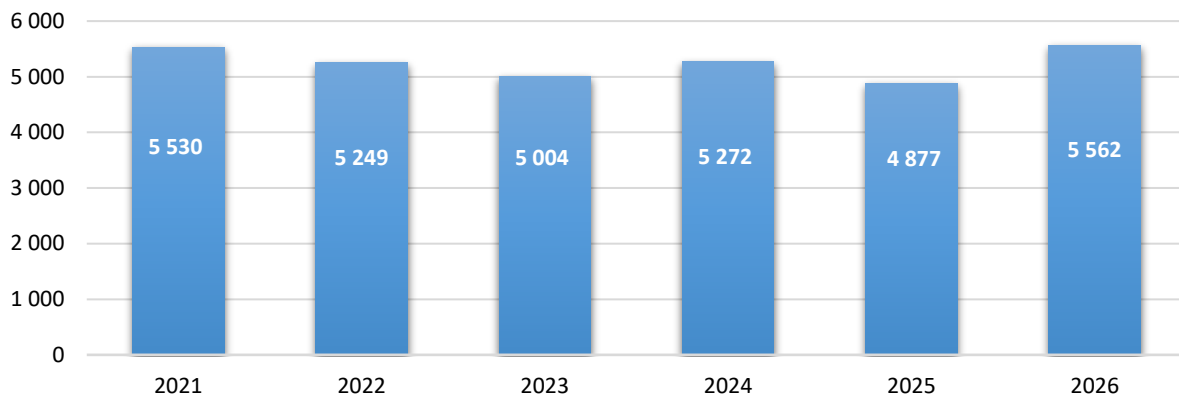
Wyniki akcji, które miały dotychczas miejsce zostały zobrazowane poniżej.

Rysunek 3. Zmiany cen z aukcji na aukcję oraz porównanie kosztów rocznych rynku mocy wg faktycznie ukształtowanych w wyniku przeprowadzonych aukcji – dla lat 2021–2026



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

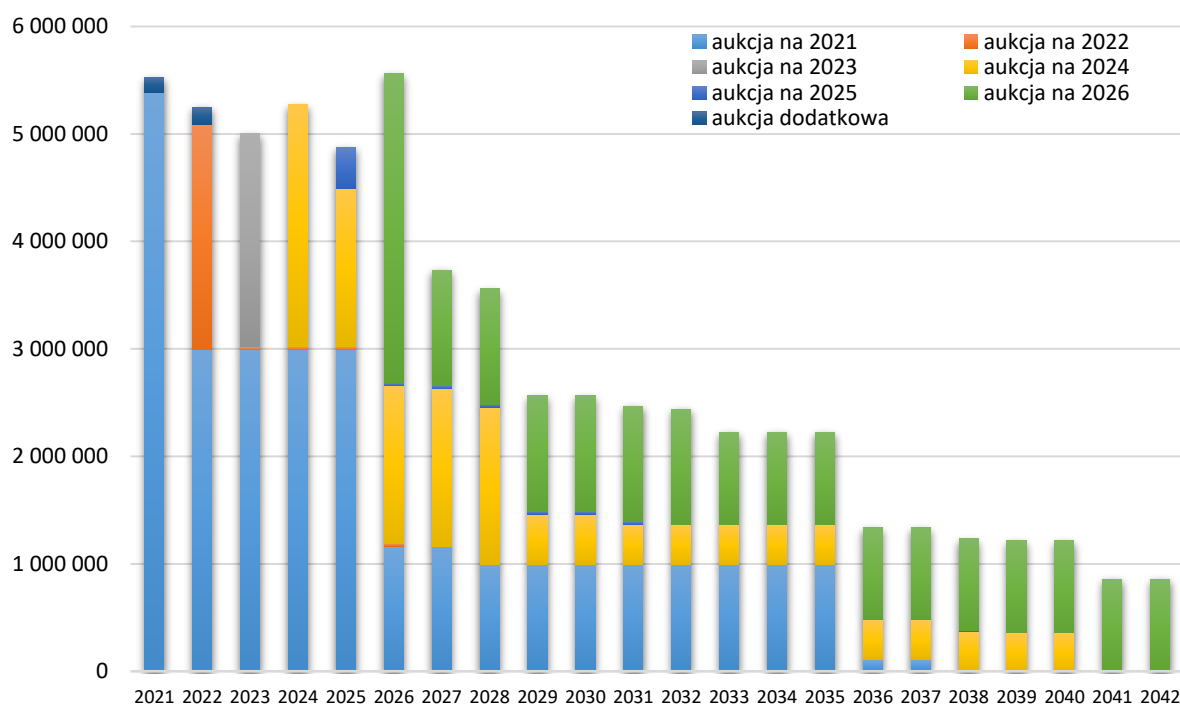
¹³ Rozdział II pkt 6 Sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2020 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/-rynek-mocy/4179,Jednostkowa-stawka-kary-za-niewykonanie-obowiazku-mocowego.html>

Rysunek 4. Koszty roczne rynku mocy dla lat 2021–2026 [mln zł]

Uwaga: Koszty roczne rynku wraz z aukcjami dodatkowymi dla lat 2021 i 2022, koszty aukcji dodatkowych dla 2023 r. wynoszą 263 mln zł.

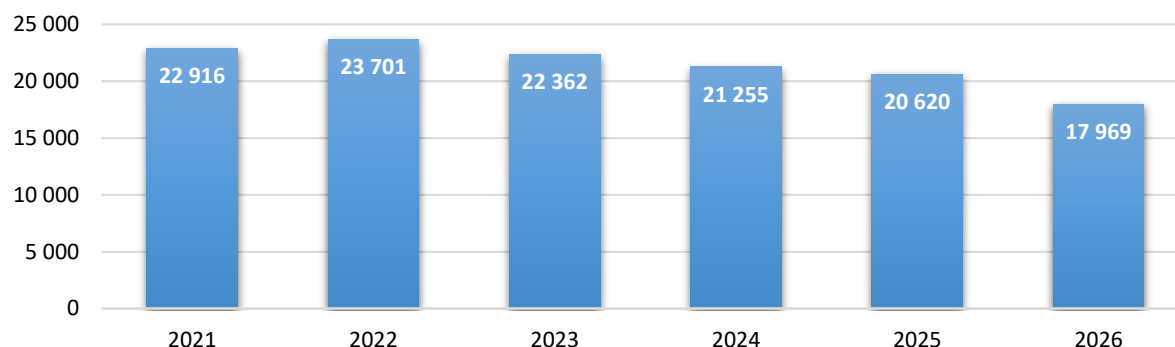
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>.

Należy zwrócić uwagę, że pełne koszty rynku mocy latach 2024–2026 będą znane po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych¹⁴).

Rysunek 5. Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2042, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [tys. zł]

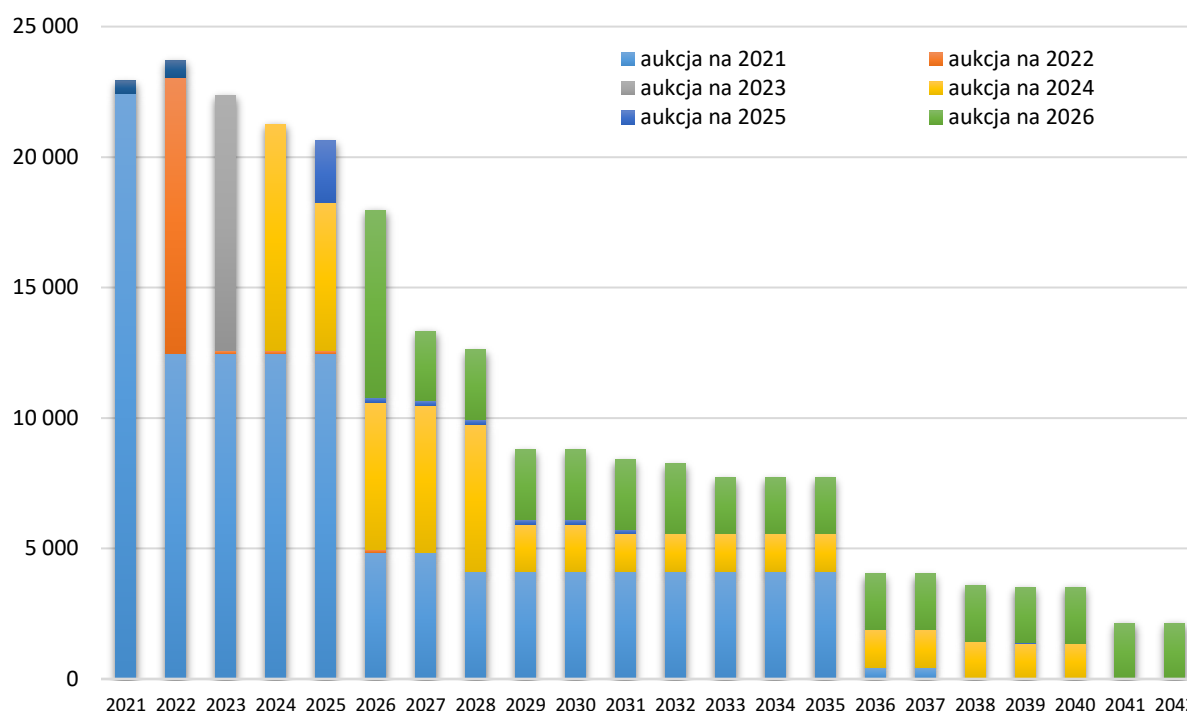
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-ryнку-mocy>.

¹⁴) 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 2021–2026 [MW]

Uwaga: Na powyższym rysunku uwzględniono jedynie aukcje dodatkowe na lata 2021–2022, w wyniku aukcji dodatkowych na rok dostaw 2023 zakontraktowano dodatkowo średniorocznie 851 MW.

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

Rysunek 7. Moc zakontraktowana na lata 2021–2042, w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [MW]

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

Realizacja procesów rynku mocy w 2021 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń.

Wprowadzenie regulacji uniemożliwiających uzyskiwanie przychodów z rynku mocy przez jednostki wytwórcze nie spełniające limitu emisji CO₂ w wysokości 550 g/kWh, w porównaniu z latami poprzednimi, diametralnie zmieniło strukturę jednostek, które zawarły kontrakty w aukcji głównej na 2026 rok, nie tylko w zakresie paliwa. W aukcjach głównych na lata 2021–2025, moc zakontraktowana przez nowe jednostki wytwórcze stanowiła ok. 12 proc. całej zakontraktowanej mocy, podczas gdy w aukcji na rok 2026 jest to ok. 30 proc.

Jednostki DSR w aukcjach głównych na lata 2021–2025 zakontraktowały 8 proc. całej mocy, podczas gdy w aukcji na rok 2026 jest to już 20 proc.

Wzrost udziału w kontraktach mocowych nowych jednostek wytwórczych i DSR przełożył się na spadek udziału modernizowanych i istniejących jednostek wytwórczych odpowiednio: z 22 proc. i 59 proc. w kontraktach na lata 2021–2025, na 7 proc. i 37 proc. na rok 2026.

Dominującym paliwem dla elektrowni ciepłych biorących udział w aukcjach rynku mocy stał się gaz.

Zmiany wprowadzone przez rozporządzenie 2019/943 spowodowały wzrost zainteresowania inwestorów budową nowych mocy gazowych oraz zwiększone zainteresowanie strony popytowej udziałem w aukcji rynku mocy. W kolejnych latach należy się spodziewać utrzymania trendu rosnącego udziału DSR oraz pojawienia się nowych elektrochemicznych magazynów energii, natomiast kwestia inwestycji w nowe źródła gazowe będzie uzależniona od stabilizacji na rynku gazu.

Inne działania w obszarze rynku mocy

Prace związane z wyliczeniem wartości niedostarczonej energii elektrycznej (VOLL) oraz kosztem pozyskania nowych mocy (CONE)

Polska jako kraj, w którym wdrożono rynek mocy, zobowiązana jest do określenia wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wyrażonego poprzez standard niezawodności, do wyliczenia którego niezbędne jest wyznaczenie wartości niedostarczonej energii elektrycznej oraz kosztu pozyskania nowych mocy.

Zgodnie z definicją znajdującą się w art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2019/943, VOLL oznacza wyrażone w euro/MWh oszacowanie maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą odbiorcy są gotowi zapłacić, aby uniknąć ograniczenia dostaw energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę powyższą definicję, ACER w Decyzji nr 23/2020 z 2 października 2020 r. w sprawie metodologii wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej, kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru oraz normy niezawodności (dalej: „Decyzja 23/2020”), jako podstawowy sposób zebrania danych niezbędnych do wyliczenia VOLL, wskazała metodę ankietyzacji wybranych grup odbiorców składających się na reprezentatywną próbę dla całego kraju, z wykorzystaniem metody WTP (*willingness to pay*).

W związku z art. 11 ust. 1 oraz zgodnie z art. 23 ust. 6 rozporządzenia 2019/943, Prezes URE podjął działania zmierzające do wyznaczenia szacowanej wartości VOLL dla terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w oparciu o badanie ankietowe odbiorców energii elektrycznej w Polsce.

W celu wyliczenia CONE, Prezes URE wystąpił o niezbędne informacje i dane do podmiotów potencjalnie zainteresowanych inwestycjami w obszarach wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej oraz świadczenia usług DSR.

Powyższe informacje opierały się w głównej mierze o dane z 2020 r., które w znaczący sposób odbiegały od lat poprzednich ze względu na epidemię COVID-19, a rok 2021 charakteryzował się bardzo dużą dynamiką wzrostu cen energii elektrycznej, gazu oraz uprawnień do emisji CO₂. Biorąc powyższe pod uwagę, Prezes URE zdecydował o przeanalizowaniu potencjalnego wpływu tych czynników na wartość wskaźnika VOLL, który obrazuje skłonność odbiorców do poniesienia dodatkowych kosztów dla zapewnienia większej niezawodności dostaw energii elektrycznej. Na podstawie wyników tej analizy, zostanie podjęta decyzja o ewentualnym powtórzeniu badania ankietowego odbiorców energii elektrycznej.

Europejska ocena wystarczalności zasobów 2021 (European Resources Adequacy Assessment 2021 – ERAA 2021)

ACER decyzją nr 24/2020 z 2 października 2020 r. zatwierdziła metodologię oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ang. *Decision no 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment*, dalej: „metodyka ERAA”).

Metodyka ERAA ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z dostępnością mocy w systemach elektroenergetycznych europejskich operatorów przesyłowych. Ocena ta przeprowadzana jest dla równoległych scenariuszy (z rynkami mocy oraz bez rynków mocy) i obejmuje horyzont 10 kolejnych lat. Pozwala na identyfikację długoterminowych, strukturalnych problemów w zapewnieniu pokrycia zapotrzebowania na energię

elektryczną oraz dodatkowo dostarczy informacji odnośnie potrzeby funkcjonowania rynków mocy w obrębie UE. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza co roku ENTSO-E.

W 2021 r. ENTSO-E przygotowywała pierwszą europejską ocenę adekwatności zasobów ERAA 2021. Ze względu na fakt, że była ona przygotowywana w okresie przejściowym przed pełnym wdrożeniem metodyki zatwierdzonej Decyzją 24/2020, ACER we współpracy z organami regulacyjnymi, przygotowała minimalne wymagania, jakie powinna ona spełniać. Dotyczyły one metodologii jej przeprowadzenia, konsultacji oraz transparentności całego procesu.

ENTSO-E 16 listopada 2021 r. przedłożyła ACER ERAA 2021. Po analizie dokumentu ACER stwierdziła, że zawiera on zbyt dużo uproszczeń, które w znaczący sposób wpływają na ocenę ryzyka związanego z zapewnieniem wystarczalności zasobów i w związku z tym nie może być obiektywną podstawą do oceny zagrożeń w tym obszarze.

3.1.6. Kwestie transgraniczne

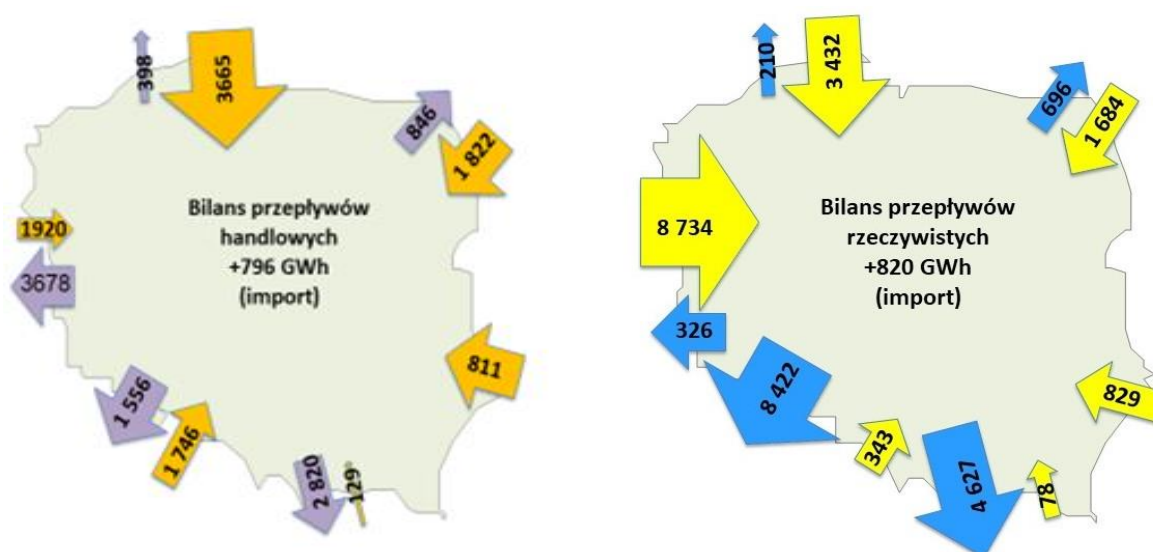
Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Obecnie KSE jest połączony wyłącznie z ukraińskim systemem elektroenergetycznym z krajów nienależących do UE. Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW. W 2021 r. nie wystąpiły wyłączenia awaryjne po stronie polskiej skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Jedyne niedotrzymanie planów wymiany powodowane były awaryjnym odstąpieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2021 r. zostały przedstawione na rys. 8.

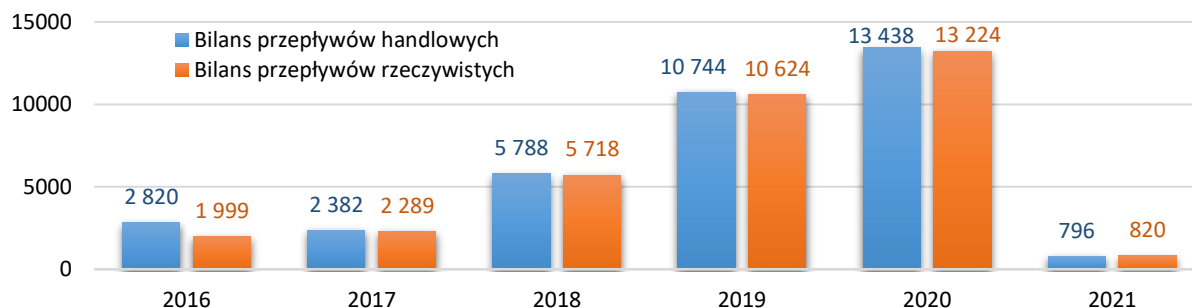
Rysunek 8. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2021 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej na rys. 9 porównano ogólny bilans przepływów handlowych oraz ogólny bilans przepływów rzeczywistych energii elektrycznej w latach 2016–2021.

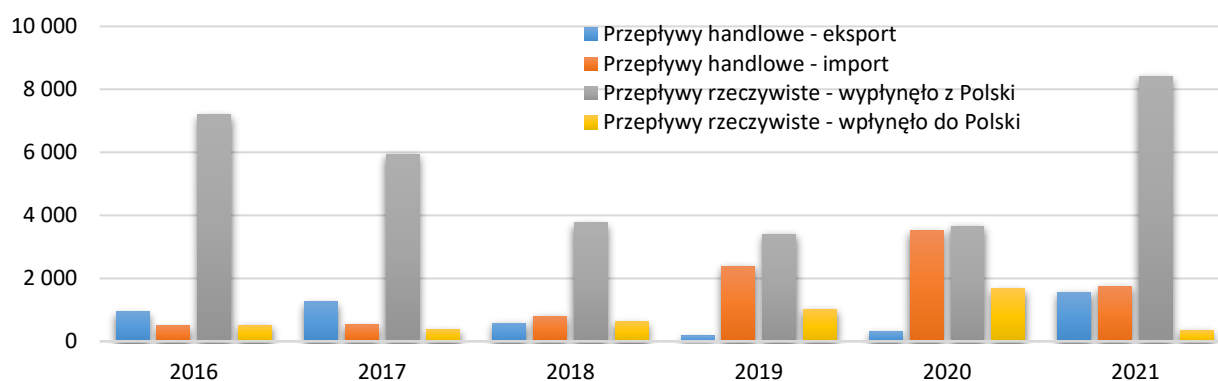
Rysunek 9. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2016–2021 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

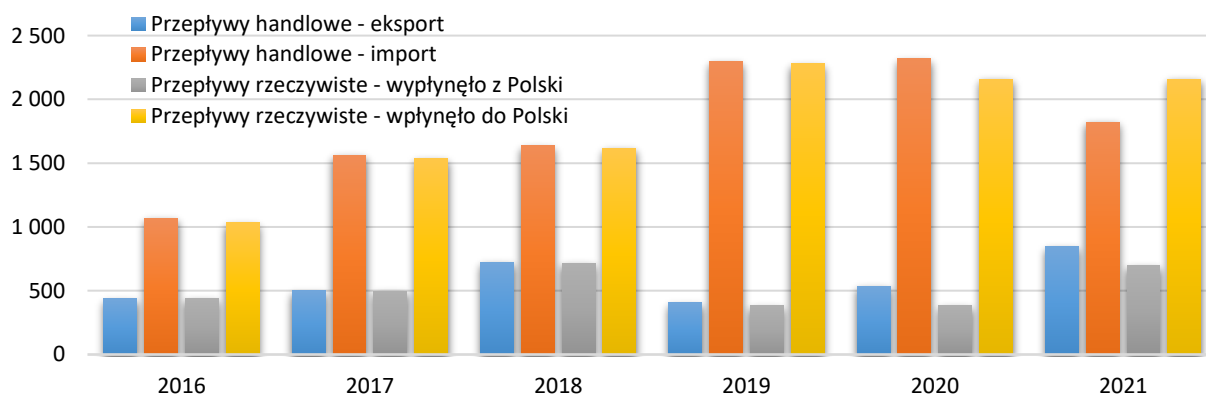
Na poniższych rysunkach porównano dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski), w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj.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

Rysunek 10. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2016–2021 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

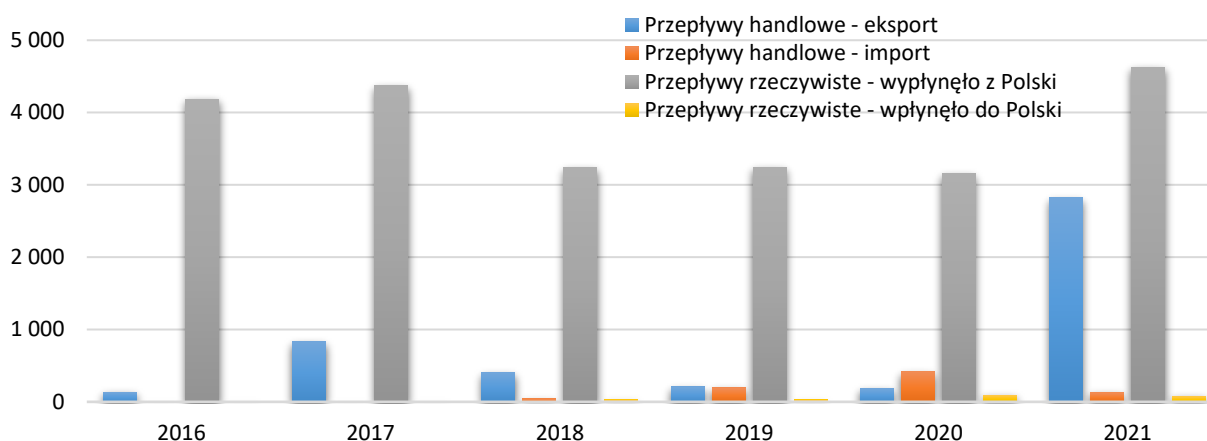
Rysunek 11. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2016–2021 [GWh]



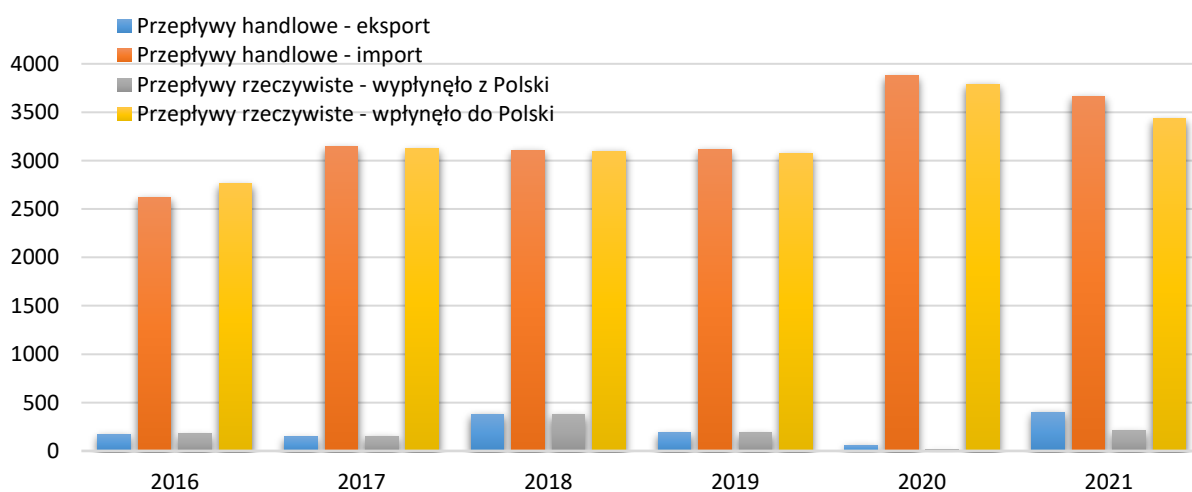
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 12. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2016–2021 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

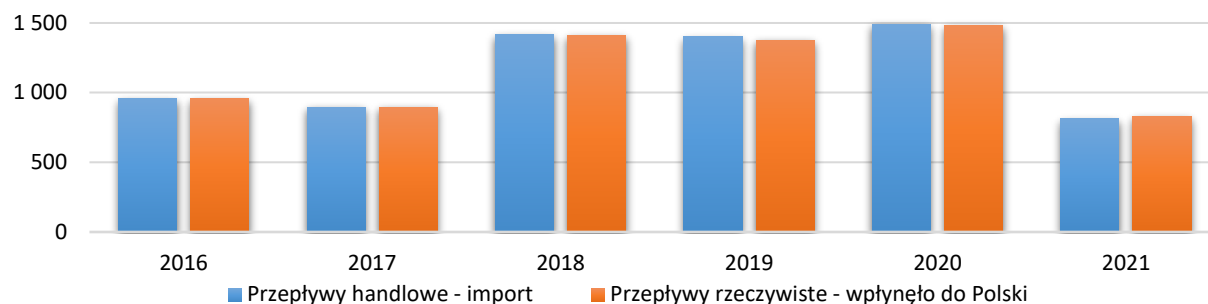
Rysunek 13. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2016–2021 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 14. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2016–2021 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 15. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wpływającej z Polski) w latach 2016–2021 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

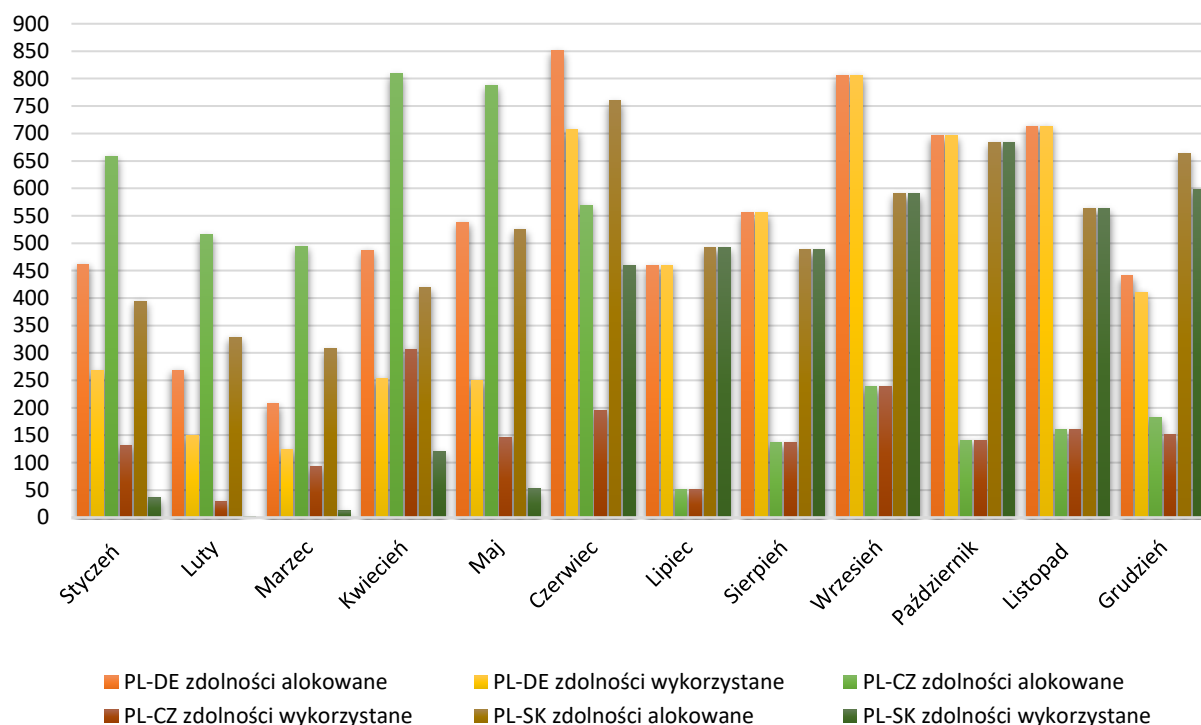
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2021 r. – wyniósł +796,2 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 9 298,7 GWh i wzrósł ponad pięciokrotnie (543 proc.) w porównaniu do roku poprzedniego. W 2021 r. spadł za to import – wyniósł łącznie 10 094,9 GWh względem 15 149,2 GWh w 2020 r. (spadek o ok. 66 proc. w porównaniu do roku poprzedniego).

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

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

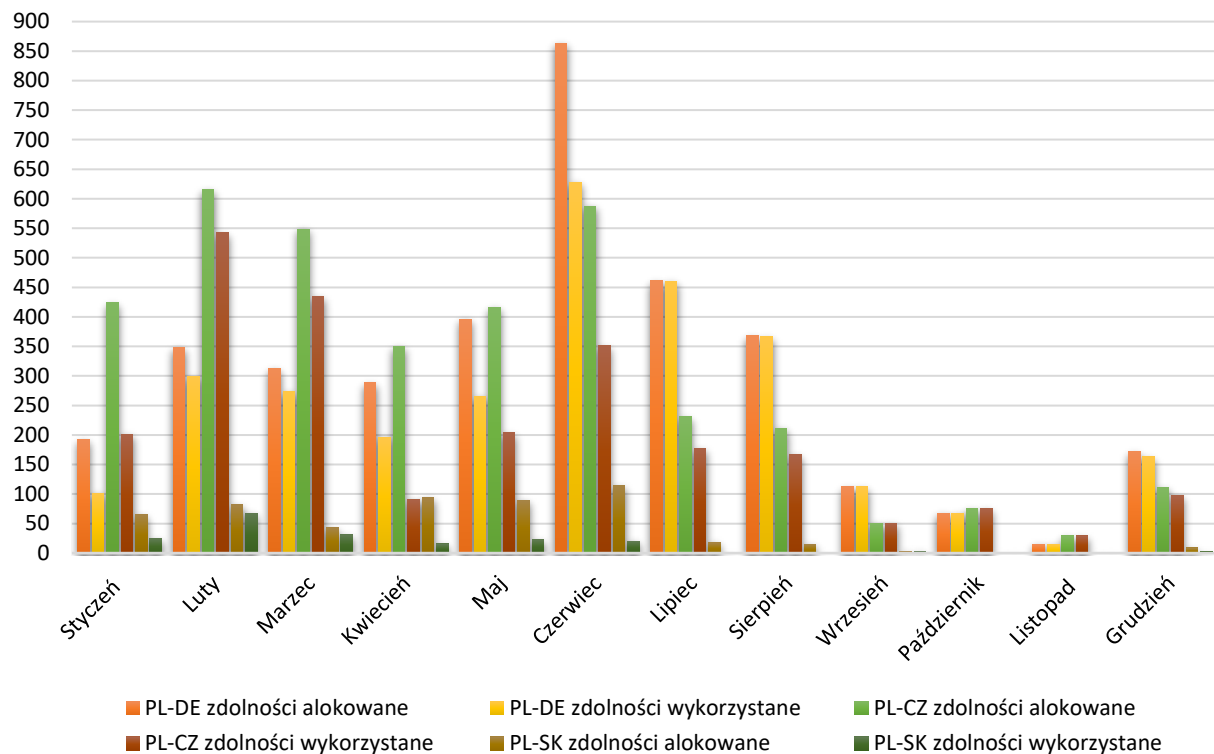
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2021 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Rysunek 16. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2021 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 17. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2021 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

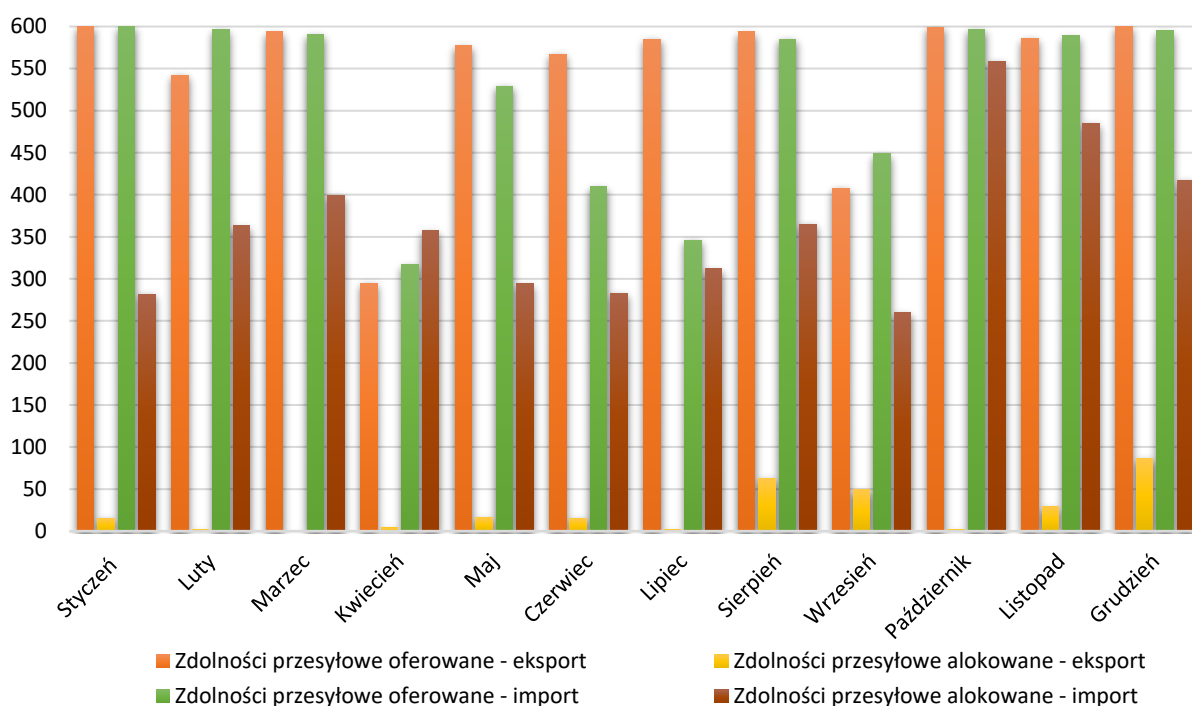
Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Dla profilu synchronicznego wyznaczane były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedur dnia bieżącego.

Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2021 r. wykorzystywali większość alokowanych zdolności, szczególnie poczynając od połowy roku. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej w 2021 r. występowała podobna tendencja, szczególnie na kierunkach z Niemiec i Czech.

W 2021 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. W 2020 r. działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z niemieckim OSP 50 Hertz była znacząco niższa od wolumenu z roku 2020.

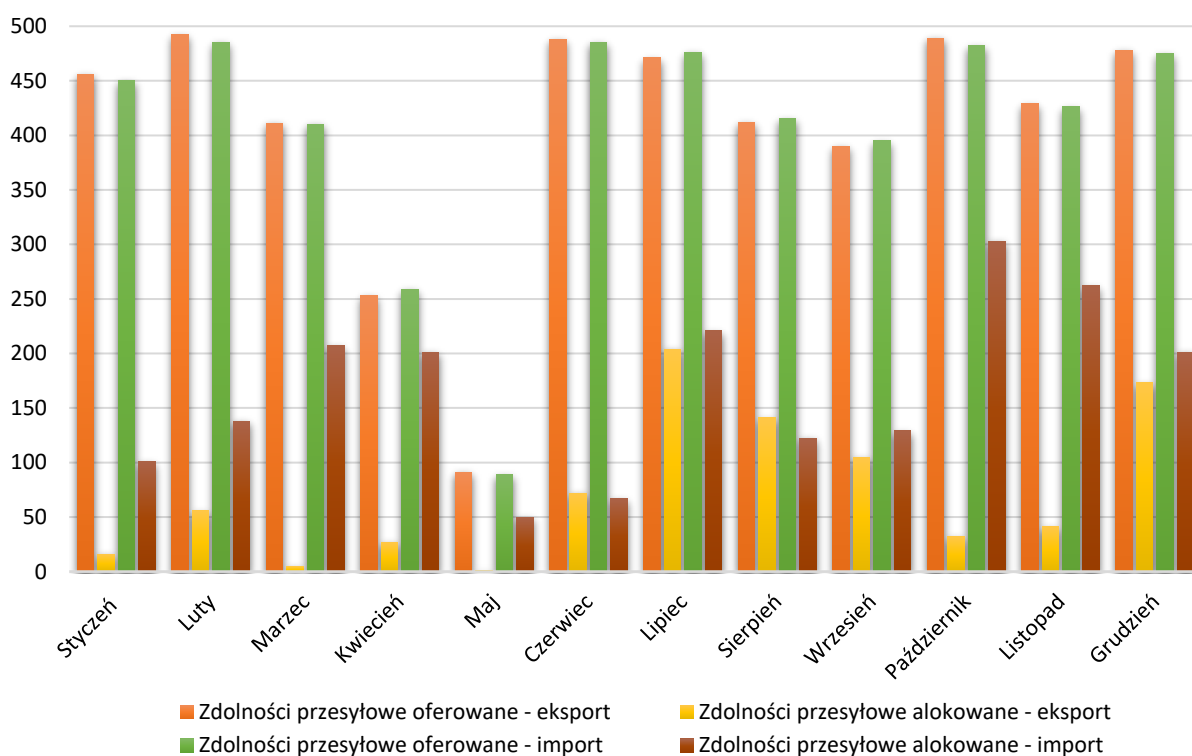
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2021 r.

Rysunek 18. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2021 r. na połączeniu Polska–Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 19. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2021 r. na połączeniu Polska–Litwa [MW]

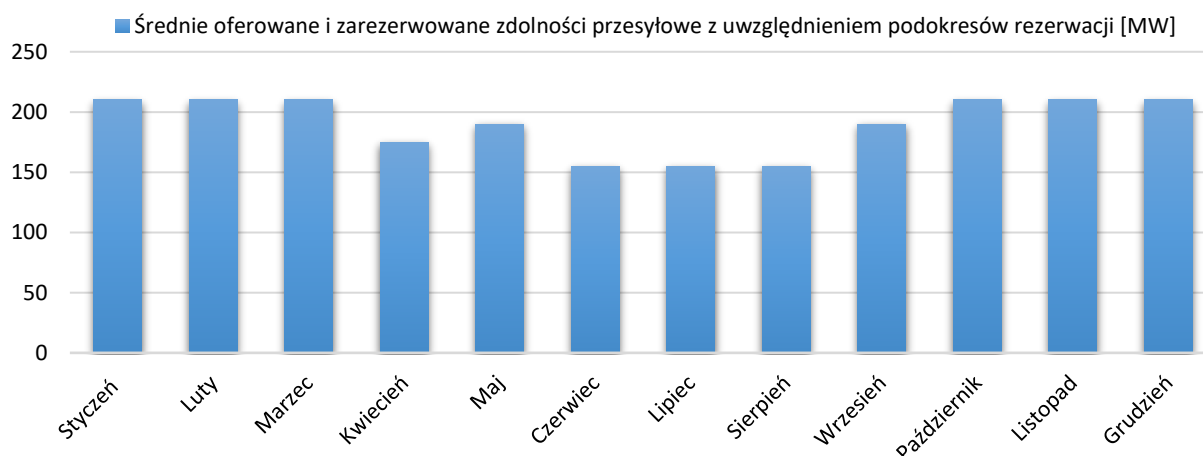


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczane były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 600 MW w kierunku importu i również 600 MW w kierunku eksportu. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 492 MW, a w kierunku importu do Polski 485 MW. Rysunki nie uwzględniają alokowanych zdolności przesyłowych dla celów tranzytu Szwecja-Litwa- i Litwa-Szwecja- w związku z tym, że od 10 lutego 2021 r. uruchomione zostały aukcje w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu NEMO w Polsce, co uniemożliwiło stosowanie dotychczasowych rozliczeń tych tranzytów jako wyodrębnionych z przepływów importowych/eksportowych.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW. Na rys. 20 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku importu w 2021 r.

Rysunek 20. Zestawienie średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import w 2021 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2021 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych wystąpiło ograniczenie alokowanych zdolności przesyłowych dla doby handlowej 29 grudnia 2021 r., kiedy to przeprowadzono redukcję zdolności alokowanych w aukcji miesięcznej na przekrojach PSE-50Hertz, PSE-CEPS, PSE-SEPS w kierunku eksportowym z wielkości 600 MW do 0 MW. Powodem ograniczenia był niewystarczający poziom rezerw mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, spowodowany niedostępnością jednostek wytwórczych. W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach ze Szwecją i Litwą, w 2021 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje). Na połączeniu Polska-Ukraina po stronie polskiej nie wystąpiły wyłączenia awaryjne skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Jedyne niedotrzymanie planów wymiany spowodowane było awaryjnym odstawieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

Od 4 lipca 2019 r. obowiązuje rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Rozporządzenie 2019/943 nadal przyznaje Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodeksów sieci oraz wytycznych uszczegółwiających przepisy tego rozporządzenia. Kodeksy sieci oraz wytyczne są przyjmowane w formie rozporządzeń. Ich zakres obejmuje kwestie transgraniczne związane z siecią oraz kwestie integracji rynku, a ich celem jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Rozporządzenia te obowiązują w państwach członkowskich i są bezpośrednio stosowane bez konieczności ich implementacji do prawa krajowego. Rozporządzenia zawierają bezpośrednio obowiązujące normy prawa, ale także określają metody, warunki, wymogi i zasady, które mają zostać opracowane przez poszczególne podmioty (OSP i NEMO), a następnie podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub indywidualnie przez każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego).

Rozporządzenie 2015/1222

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2015/1222 brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Większość warunków lub metod przedłożonych przez OSP lub NEMO zgodnie z tym rozporządzeniem zostało zatwierdzonych. Z uwagi na intensywne prace zmierzające do wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, część zatwierdzonych już warunków lub metod wymagała zmiany. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez Agencję na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 5. Stan prac nad procedowanymi przez ACER w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	OSP	Decyzja ACER Nr 04/2021 ¹⁵⁾ z 7 maja 2021 r.
Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	OSP	Decyzja ACER Nr 16/2021 ¹⁶⁾ z 17 grudnia 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1719

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

¹⁵⁾ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%2004-2021%20on%20the%20CCR.pdf;

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2004-2021_Annexes/ACER%20Decision%2004-2021%20on%20the%20CCR%20-%20Annex%20I.pdf

¹⁶⁾ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%2016-2021%20on%20the%20Congestion%20Income%20Distribution%20Methodology.pdf;

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2016-2021_Annexes/ACER%20Decision%2016-2021%20on%20CIDM%20-%20Annex%20I.pdf

Tabela 6. Stan prac nad procedowanymi przez ACER w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719 (status podano na koniec 2021r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych i zapłaty za długoterminowe prawa przesyłowe	OSP	Decyzja ACER Nr 12/2021 ¹⁷⁾ z 4 października 2021 r.
Zmiana ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	OSP	Decyzja ACER Nr 15/2021 ¹⁸⁾ z 29 listopada 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/1485

Pod koniec grudnia 2021 r. OSP wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie dokumentów: *Zasady określania wielkości FRR oraz Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości FRCE oraz koordynacja działań zmierzających do zmniejszenia FRCE*, stanowiących metody i warunki zawarte w umowach operacyjnych bloku LFC, o których mowa w art. 119. Stosownie do art. 5 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2017/1485, OSP opracowują warunki i metody wymagane niniejszym rozporządzeniem i przedkładają je do zatwierdzenia właściwym organom regulacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 2 i 3 lub do zatwierdzenia podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie zgodnie z art. 6 ust. 4, w odpowiednich terminach przewidzianych w niniejszym rozporządzeniu. Postępowanie nie zakończyło się w 2021 r.

Tabela 7. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zasady określania wielkości FRR oraz Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości FRCE oraz koordynacja działań zmierzających do zmniejszenia FRCE	OSP	Postępowanie w toku

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2017/2195 na poziomie europejskim, brał udział w pracach ACER dotyczących funkcjonowania europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań oraz wdrażania europejskich platform wymiany energii bilansującej w zakresie rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną oraz w zakresie wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną. Po wdrożeniu platformy te pozwolą na wymianę energii bilansującej pomiędzy wszystkimi podłączonymi do nich OSP z obszaru UE, co przyczyni się do optymalizacji kosztów pozyskiwania usług bilansujących w ramach UE, zwiększenia płynności rynku bilansującego oraz jego integracji, a także wzmocnienia efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości.

¹⁷⁾ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%202012-2021%20on%20the%20FCA-FRC%20Methodology.pdf

¹⁸⁾ [https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%202015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20I.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%202015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights.pdf)

Tabela 8. Stan prac nad procedowanymi przez ACER w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195 (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Procedowana przez ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci na poziomie regionalnym i krajowym

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)¹⁹⁾, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, spowodowała konieczność podjęcia współpracy i wspólnej koordynacji w ramach poszczególnych regionów przez OSP i krajowe organy regulacyjne. Granice polskiego obszaru rynkowego są przypisane do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska i polsko-słowacka, Baltic – granica polsko-litewska). Ponadto rozporządzenie 2017/2195 jako region wskazuje poza CCR także odpowiedni obszar geograficzny oraz obszar synchroniczny. Rozporządzenie 2017/1485 wyróżnia dodatkowo blok regulacyjny mocy i częstotliwości (blok LFC), który oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości.

Prezes URE aktywnie uczestniczył we współpracy na poziomie regionalnym. Kluczowe prace w regionie Core w 2021 r. dotyczyły projektu Core Flow-Based Market Coupling (dalej: „Projekt Core FB MC”), tj. przejścia z metody opartej na zasadzie szacowania i definiowania *ex-ante* maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi (metoda NTC) na metodę, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozprywu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci (metoda FBA). W ramach wczesnej implementacji łączenia rynków dnia następnego nastąpiło wdrożenie projektu Interim Coupling Project (ICP), tj. rozpoczęcie alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu łączenia rynku dnia następnego poprzez aukcje niejawne (*implicit*) w oparciu o metodę NTC na granicach: Węgry-Austria, Austria-Czechy, Czechy-Niemcy, Niemcy-Polska, Czechy-Polska oraz Polska-Słowacja, uzgodniony pomiędzy OSP oraz NEMO, który będzie funkcjonował od 17 czerwca 2021 r. do czasu wdrożenia Core FB MC.

W 2021 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

W kwietniu 2021 r. OSD wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631 o konieczności zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej bądź zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz objęcia przedmiotowego zakresu modyfikacji wymienionymi we wniosku wymogami tego rozporządzenia. Zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631, właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu. Jeżeli operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, wówczas powiadamia Prezesa URE, który w ramach postępowania decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. W trakcie postępowania OSD uznał, że nie ma przesłanki do zastosowania w tej sprawie

¹⁹⁾ Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual-%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf), zmienione decyzją Prezesa URE z 6 listopada 2017 r., znak: DRR.WRE.7128.46.2017.PSt, decyzjami ACER nr 04/2019 z 1 kwietnia 2019 r. oraz z 7 maja 2021 r.

podstawy prawnej z art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631, w efekcie postępowanie zakończyło się pozostawieniem wniosku OSD bez rozpoznania.

Poniższe tabele przedstawiają stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 9. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana procedur rezerwowych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 02/2021 ²⁰⁾ z 30 marca 2021 r.
Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ²¹⁾ z 8 czerwca 2021 r.
Wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego i następnego	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ²²⁾ z 19 maja 2021 r.
Wspólna metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ²³⁾ z 15 marca 2021 r.
Zmiana wspólnej metody skoordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁴⁾ z 19 maja 2021 r.
Zmiana wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

Dla polskiego rynku bardzo istotne było także uruchomienie 9 lutego 2021 r. tzw. mechanizmu Multi-NEMO, tj. warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO, umożliwiającego operacyjny udział w rynku dnia następnego wszystkich NEMO mających prawo oferowania usług obrotu energią elektryczną w polskim obszarze rynkowym.

²⁰⁾ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision-%202002-2021%20on%20Core%20Fallback%20Procedures.pdf

²¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9547,Decyzja-Prezesa-URE-w-sprawie-zmiany-metody-wyznaczania-zdolnosci-przesylowych-d.html>

²²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9566,Decyzja-Prezesa-URE-w-sprawie-zmiany-metody-wyznaczania-zdolnosci-przesylowych.html>

²³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9565,Decyzja-Prezesa-URE-w-sprawie-zatwierdzenia-dokumentu-pt-Wspolna-metoda-podzialu.html>

²⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9567,Decyzja-Prezesa-URE-w-sprawie-zmiany-metody-skoordynowanego-redysponowania-i-zak.html>

Tabela 10. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 14/2021 ²⁵⁾ z 3 listopada 2021 r.
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoczonego regulaminu alokacji	Core	OSP	Decyzja prezesa URE ²⁶⁾ z 23 grudnia 2021 r.
Zmiana wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁷⁾ z 12 października 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2021 r. przedmiotem współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych była także zmiana zasad nominacji fizycznych praw przesyłowych dla granic obszarów rynkowych pomiędzy Austrią, Chorwacją, Czechami, Niemcami, Węgrami, Polską, Słowacją i Słowenią.

Tabela 11. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu, którego to dotyczy regionu (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Baltic	OSP	Decyzja ACER Nr 10/21 ²⁸⁾ z 13 sierpnia 2021 r.
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 11/2021 ²⁹⁾ z 13 sierpnia 2021 r.
Zmiana ram dla ustanowienia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych	Obszar geograficzny obejmujący OSP prowadzących proces zastępowania rezerw	OSP	Decyzja Prezesa URE ³⁰⁾ z 15 października 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

²⁵⁾ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2014-2021%20on%20the%20long-term%20capacity%20calculation%20methodology%20of%20the%20Core%20capacity%20calculation%20region.pdf;

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2014-2021_Annexes/ACER%20Decision%2014-2021%20on%20the%20Core%20LT%20CCM%20-%20Annex%20I.pdf

²⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9991,Decyzja-Prezesa-URE-dotyczaca-zmian-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznaczenia.html>

²⁷⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9827,Decyzja-Prezesa-URE-zatwierdzajaca-zmiane-metody-wyznaczenia-zdolnosci-przesylow.html>

²⁸⁾ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2010-2021%20on%20the%20Baltic%20CCR%20methodology%20for%20market-based%20allocation.pdf;

https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2010-2021_Annexes/ACER%20Decision%2010-2021%20on%20the%20Baltic%20CCR%20methodology%20for%20market-based%20allocation%20-%20Annex%20I.pdf

²⁹⁾ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2011-2021%20on%20the%20Core%20CCR%20methodology%20for%20market-based%20allocation.pdf;

https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2011-2021_Annexes/ACER%20Decision%2011-2021%20on%20the%20Core%20CCR%20methodology%20for%20market-based%20allocation%20-%20Annex%20I.pdf

³⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9835,Decyzja-zatwierdzajaca-ramy-dla-ustanowienia-europejskiej-platformy-wymiany-ener.html>

W 2021 r. Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2017/2195 prowadził postępowania w sprawach warunków lub metod, które podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich, tj. postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmian warunków dotyczących bilansowania, zakończone decyzjami Prezesa URE z 17 maja 2021 r.³¹⁾ i z 2 listopada 2021 r.³²⁾

Tabela 12. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2021 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2021 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ³³⁾ z 4 stycznia 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

3.1.8. Elektromobilność

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

W 2021 r. Prezes URE przeprowadził 23 postępowania administracyjne o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na obszarze danej gminy. Wynikiem tych postępowań wraz z siedmioma postępowaniami zakończonymi w poprzednim roku, było wyznaczenie przedsiębiorstw energetycznych, które na terenie 30 gmin pełnią funkcje operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Wykaz tych gmin został udostępniony na stronie internetowej URE³⁴⁾. W jednym przypadku, na wniosek organu wykonawczego gminy, wydana decyzja Prezesa URE została zmieniona poprzez zastąpienie części ogólnodostępnych stacji ładowania stacjami rezerwowymi, ujętymi w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Pod koniec 2021 r. wszczęto dwa postępowania, na wniosek przedłożony przez organy wykonawcze dwóch gmin: (i) o zmianę decyzji Prezesa URE oraz (ii) o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na obszarze gminy. Postępowania te nie zakończyły się w 2021 r.

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

³¹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/13444/PSEZmianaBilansowania.pdf>

³²⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/14122/BilansowaniePolskichSieciElektroenergetycznych.pdf>

³³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9242,Decyzja-w-sprawie-wspolnych-przepisow-dla-regionu-wyznaczania-zdolnosci-przesylo.html>

³⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/operatorzy-ogolnodostep/9283,Wykaz-przedsiębiorstw-energetycznych-wyznaczonych-do-pelnienia-funkcji-operatora.html>

24 grudnia 2021 r. weszła w życie nowelizacja ustawy o elektromobilności³⁵, która uchylila dotychczasowe przepisy dotyczące mechanizmu interwencyjnego – w zakresie budowy przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania w związku z implementacją dyrektywy 2019/944 do prawa krajowego oraz nałożyła na Prezesa URE dodatkowe obowiązki. Do najważniejszych obowiązków, przewidzianych na 2022 r., należy zaliczyć opracowanie przez Prezesa URE wytycznych zapewniających przeprowadzenie przez OSD przetargu w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny. Wytyczne Prezesa URE podlegają publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na opracowanie tych wytycznych ustawodawca określił termin, który zgodnie z art. 24 ust. 2 nowelizacji ustawy o elektromobilności wynosi 5 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 24 maja 2022 r. Natomiast OSD, o którym mowa w art. 3a ust. 7 ustawy o elektromobilności, przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, ogólne warunki przeprowadzenia przetargu wraz z informacją o sposobie ustalenia ceny sprzedaży danej ogólnodostępnej stacji ładowania mając na uwadze art. 3a ust. 3 tej ustawy. Na podstawie art. 24 ust. 1 nowelizacji ustawy o elektromobilności OSD po raz pierwszy ogłasza przetarg, o którym mowa w art. 3a ust. 2 pkt 1 ustawy o elektromobilności, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy o elektromobilności, tj. do 24 czerwca 2022 r. Stosownie do art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności, OSD informuje Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania. Prace nad opracowaniem ww. wytycznych rozpoczęły się jeszcze pod koniec 2021 r., a 23 maja 2022 r. zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2021 r. ukształtował się na wyższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 173 583 GWh (wzrost o 14 proc. w porównaniu z 2020 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 174 402 GWh i wzrosło o 5,4 proc. w porównaniu z 2020 r.

Zwiększenie krajowego zużycia energii elektrycznej było nieznacznie mniejsze niż wzrost PKB w 2021 r., który według wstępnych szacunków GUS wyniósł 5,7 proc.

W 2021 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 7,6 proc. rozchodu energii elektrycznej. W porównaniu z 2020 r., udział importu zmniejszył się o 3,8 punktu procentowego, zaś udział eksportu wzrósł o 3,4 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2021 r. zmieniła się nieznacznie w stosunku do 2020 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym.

W 2021 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 53 656 MW, a moc osiągalna 54 382 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 9,0 proc. oraz o 10,8 proc. w stosunku do 2020 r.³⁶

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 673,00 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 617,20 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 5,6 proc. oraz o 3,1 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2021 r. wyniosła 57,6 proc. (spadek o 4,1 punktu procentowego w stosunku do 2020 r.)³⁷.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

W 2021 r., podobnie jak w latach poprzednich, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej. Wyniósł

³⁵ 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”.

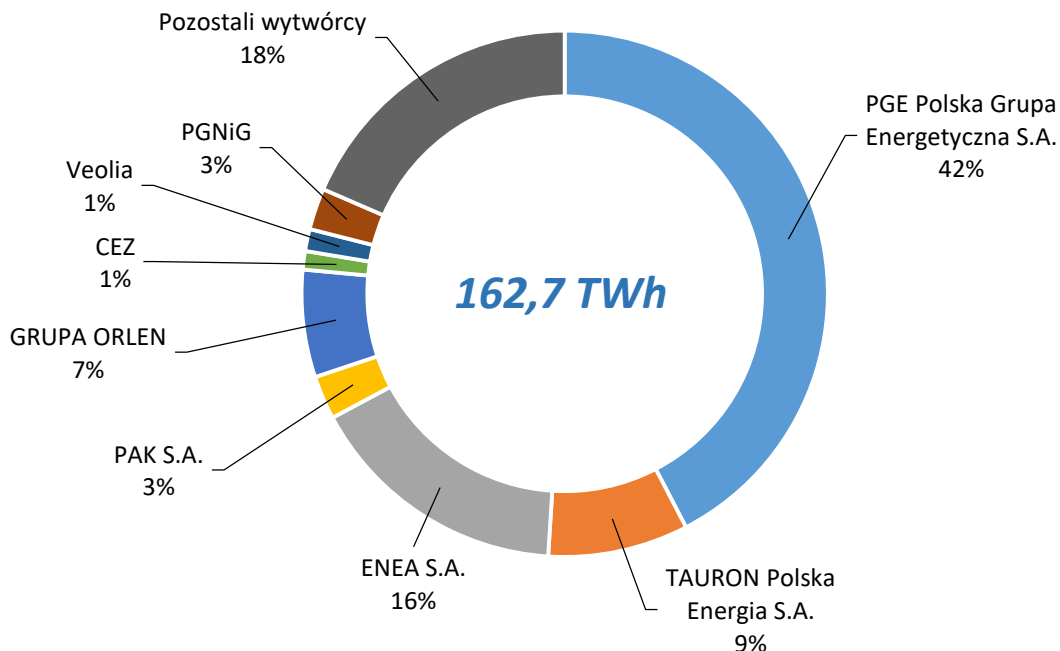
³⁶ Według stanu na 31 grudnia 2020 r. i 31 grudnia 2021 r., dane PSE S.A.

³⁷ Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dni roboczych, dane PSE S.A.

on 42,4 proc., podczas gdy w 2020 r. stanowił 40,6 proc.³⁸⁾ Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

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

Rysunek 21. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2021 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2021 r.)



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

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2021 r.³⁹⁾ – po dwóch latach spadku – istotnie wzrósł i wyniósł 67,1 proc. (wzrost o 3,3 punktu procentowego w porównaniu do 2020 r.). Wyraźny trend spadkowy utrzymywał się zaś dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 3,8 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) dysponowali w sumie ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za ponad 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 13.

Warto zaznaczyć, że w 2021 r. liczba podmiotów, które dysponują co najmniej 5 proc. udziałem w mocach zainstalowanych, zmieniła się w porównaniu z rokiem poprzednim. Do grupy tej wszedł kolejny wytwórca, tj. PKN Orlen S.A. Po przejęciu w 2020 r. wytwórców z grupy kapitałowej ENERGA S.A., stał się on również znaczącym podmiotem na rynku wytwarzania energii.

³⁸⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2021 r.

³⁹⁾ 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 2021 r.

Tabela 13. 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 ⁴⁰⁾	
					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

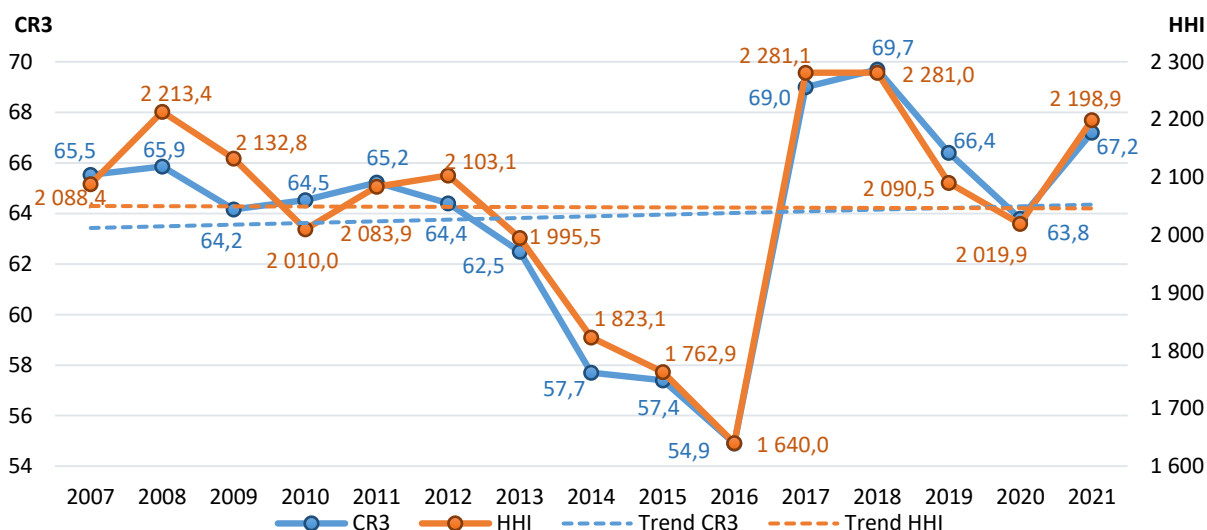
* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia 2021 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2021 r. Wskaźnik koncentracji, według mocy zainstalowanej, kolejny rok utrzymywał tendencję spadkową (co oznacza spadek o ponad 16 proc.), zaś – według energii wprowadzonej do sieci, zmienił kilkuletni trend spadkowy i wzrósł o prawie 9 proc. wobec 2020 r.

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2021 r., utrzymywał wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest wysoki. Z kolei wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej mieści się nadal w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2021 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 22. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2021

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

⁴⁰⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że odzwierciedlają one dynamikę produkcji energii elektrycznej w 2021 r. wobec 2020 r. Po spadkach produkcji w okresie epidemii COVID-19, w ostatnim roku odnotowano istotny jej wzrost (ok. 14 proc.). Wzrost ten zaobserwowano głównie w źródłach wytwórczych pracujących na paliwach stałych – węgla kamiennym i brunatnym. Wytwórcy skupieni w największych grupach kapitałowych pod względem udziału w krajowym wytwarzaniu istotnie zwiększyli swoją produkcję energii elektrycznej w 2021 r., co przełożyło się na prezentowane wyżej wskaźniki.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

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

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2021.

Tabela 14. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2021 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020**	30,9	105,5	10,8	0,1	1,8	2,6
2021	32,2	108,3	13,7	0,1	1,7	1,5

* 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 2020 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 15. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2020–2021 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020 **	110,4	96,5	7,4	1,5	127,0	28,1
2021	111,0	118,9	7,3	1,4	133,1	23,8

* 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 2020 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Handel energią elektryczną na krajowym rynku hurtowym jest realizowany w ramach kontraktów bilateralnych (rynek OTC), na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. (giełda energii) oraz za pośrednictwem platform brokerskich.

Od 1 stycznia 2019 r.⁴¹⁾ podwyższono obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach publicznego obrotu, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, do 100 proc.

⁴¹⁾ Obowiązek ten wprowadzono ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348 z późn. zm., dalej: ustawa z 9 listopada 2018 r.) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

W 2020 r. i w 2021 r. podwyższony obowiązek nadal był stosowany, co wpłynęło na znaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców poprzez giełdę energii.

Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2021 r. dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Zakup energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2021.

Tabela 16. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2021 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2020*	8,7	21,4	11,0	0,7	0,2
2021	8,9	6,9	9,8	0,2	0,2

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2020 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 17. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2020–2021 [TWh]

Rok	Elektrownie	Instalacje odnawialnego źródła energii bezpośrednio (OZE)	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany**
2020*	43,7	11,2	111,5	193,3	4,7	4,9	1,3	0,3
2021	51,3	12,4	107,2	213,0	5,5	2,8	2,1	0,2

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2020 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.

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

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2021 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

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

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r. wyniosła 278,08 zł/MWh. Cena ta jest:

- o 17,8 proc. wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2021 r. (BASE_Y-21) notowanego na TGE S.A. na Rynku Terminowym Towarowym (RTT)/Rynku Terminowym Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE OTF), która wyniosła 236,11 zł/MWh,
- o 27,6 proc. niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2022 r. (BASE_Y-22) notowanego na TGE S.A. na RTPE OTF, która w kontraktach zawartych w 2021 r. ukształtowała się na poziomie 384,16 zł/MWh.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P o_i + \sum_{j=1}^m P g_j}{\sum_{i=1}^n E o_i + \sum_{j=1}^m E g_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- Po – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców⁴²⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu⁴³⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
- Eo – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców⁴²⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu⁴³⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],
- n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1 k i G-10.4(Ob)k,
- Pg – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2021 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],
- Eg – wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2021 r.) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],
- m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

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

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r.

Tabela 18. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh]
I	243,71	64,09
II	255,99	58,72
III	282,97	62,82
IV	325,26	67,68

Źródło: Dane TGE S.A., Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

⁴²⁾ Zbadano elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności elektrowni ciepłnej zawodowej*

⁴³⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

Składowymi średnich kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r. są wolumeny i wartości energii elektrycznej sprzedanej na TGE S.A. oraz sprzedanej na rynku OTC, nie uwzględniają zaś kontraktów wewnątrzgrupowych.

Obydwie składowe dla kwartałów 2021 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 19. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na TGE w 2021 r.

Kwartał	Średnia kwortalna cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na TGE [TWh]
I	243,90	60,69
II	255,59	55,80
III	282,32	60,01
IV	321,46	63,92

Źródło: Dane TGE S.A.

Tabela 20. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w 2021 r.

Kwartał	Średnia kwortalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]
I	240,28	3,40
II	263,70	2,92
III	296,93	2,82
IV	389,83	3,76

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Odnosząc wysokość średniej kwortalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczenia ceny w URE w przeważającej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

Dodatkowo należy zauważyć, że rynek OTC kontraktuje się w cenach zbliżonych do cen osiągniętych na TGE S.A.

Średnia kwortalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwortalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁴⁾, w poszczególnych kwartałach 2021 r.

Tabela 21. Wolumeny i średnie kwortalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2021 r.

Kwartał	Średnia kwortalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	237,27	7,73
II	252,15	5,09
III	275,76	4,87
IV	322,58	8,18

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

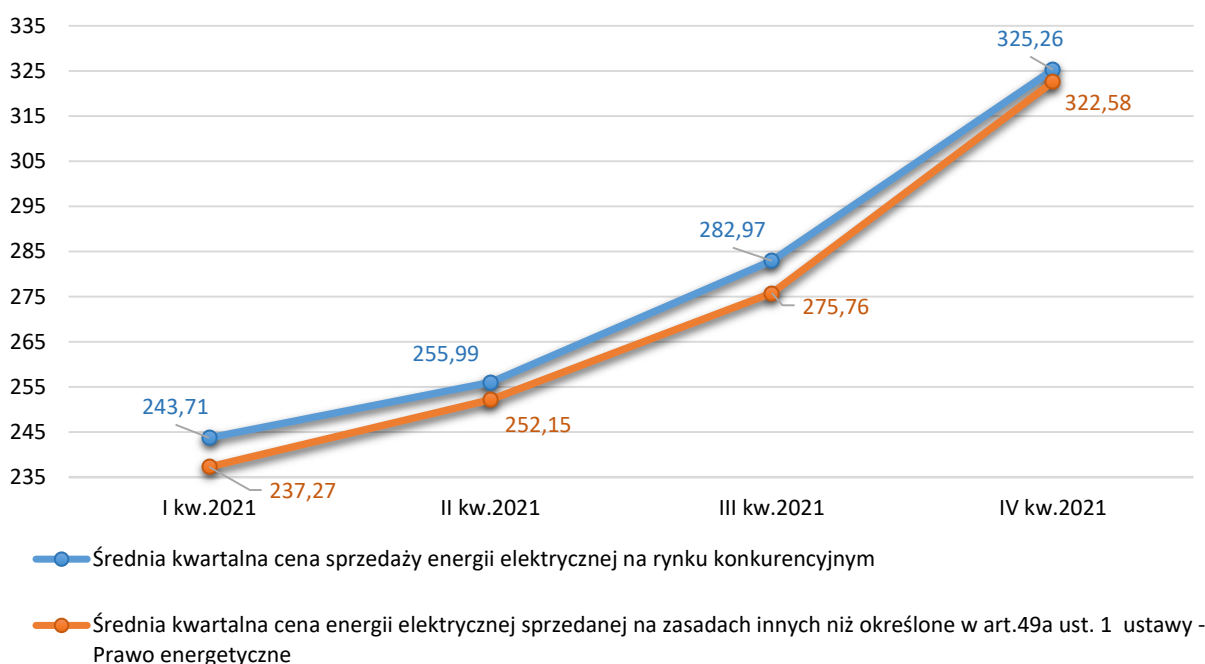
Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2021 r.

⁴⁴⁾ Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązek przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. oblięo giełdowe dla energii elektrycznej.

Ceny kwartalne⁴⁵⁾, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych⁴⁶⁾ dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2021 r.

Rysunek 23. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2021 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne URE.

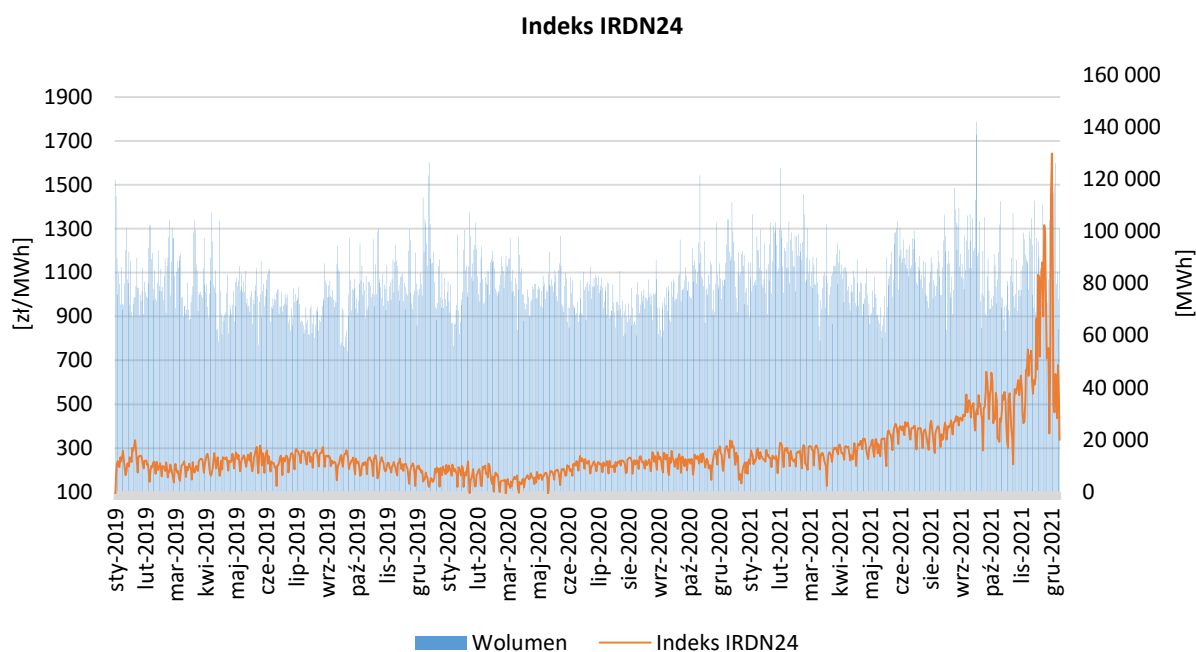
Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego (RDN) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24. Indeks ten przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

⁴⁵⁾ Informacje o cenach kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7851,Srednia-kwartalna-cena-energii-elektrycznej-sprzedanej-na-zasadach-innych-niz-wy.html>

⁴⁶⁾ Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energii-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html>

Rysunek 24. 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 2019–2021



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2021 r. wyniosła 401,17 zł/MWh i była wyższa względem 2020 r. o 190,06 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 210,11 zł/MWh.

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

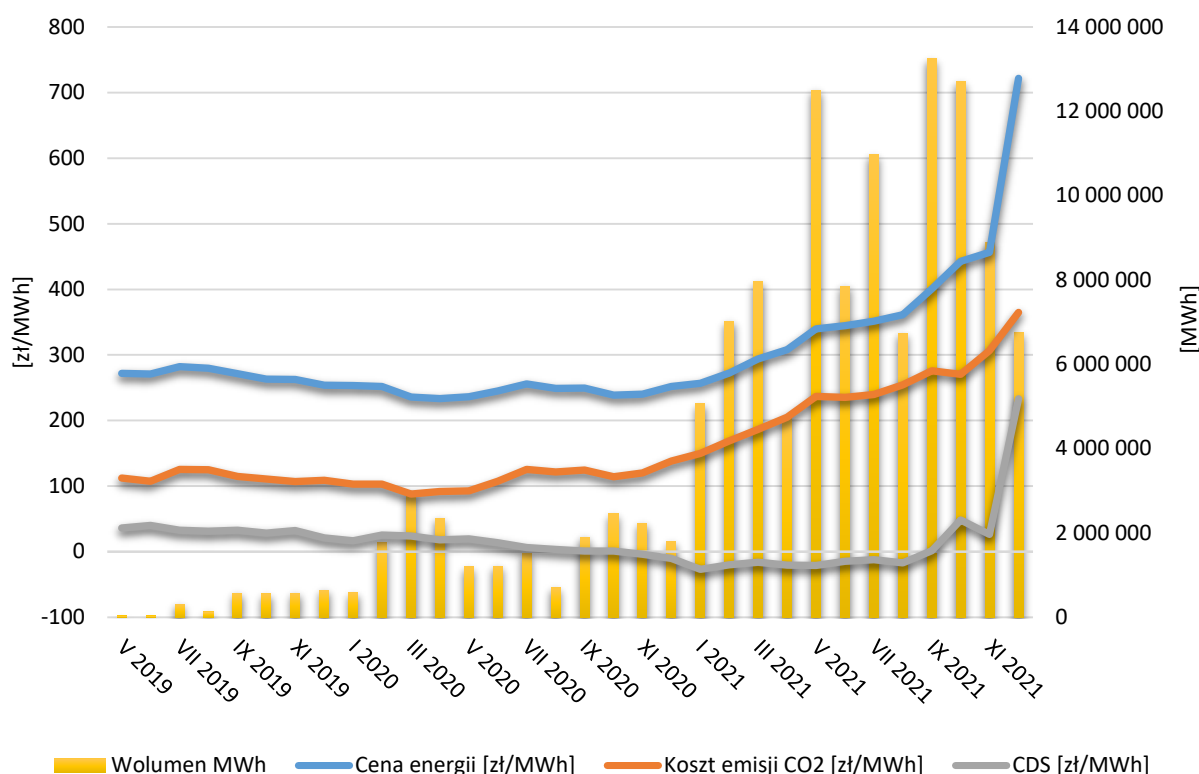
W 2021 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-22 w całym 2021 r. ukształtowała się na poziomie 384,16 zł/MWh, podczas gdy w 2020 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-21 wyniosła 231,87 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-22 zawieranych w grudniu 2021 r. wyniosła 721,84 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-21 zawieranych w grudniu 2020 r. wyniosła 235,3 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o ok. 206,8 proc.

Na poniższym rysunku przedstawiono średniomiesięczny CDS (*Clean Dark Spread*) na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-22⁴⁷⁾, jego wolumenu i kosztów emisji CO₂ i wolumenu notowanego na TGE S.A.

⁴⁷⁾ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2022 r.

Rysunek 25. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-22, jego wolumenu i kosztów emisji CO₂ i wolumenu notowanego na TGE S.A.



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

Przejrzystość hurtowego rynku energii – realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

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

Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku

W ramach wykonywania obowiązków REMIT URE prowadzi rejestrację uczestników polskiego rynku energii, prowadzoną za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (*Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP*⁴⁸⁾), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2021 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych 747 uczestników rynku z Polski (ok. 4,9 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2021 r. w porównaniu z 2020 r. wyniósł 8,4 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

⁴⁸⁾ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach⁴⁹⁾ odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)⁵⁰⁾. Na koniec 2021 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*).

W liście otwartym z 14 grudnia 2021 r.⁵¹⁾, ACER zdecydowała o przedłużeniu do końca 2022 r., w sytuacjach awaryjnych (niedostępności IIP oraz niedostępności rozwiązań awaryjnych wprowadzonych przez IIP), możliwości publikacji informacji wewnętrznych przez uczestników rynku hurtowego na korporacyjnych stronach internetowych, jako rozwiązania zapasowego (awaryjnego).

Uczestnicy hurtowego rynku energii zobowiązani są do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku wybranych IIP, na których publikują wymagane informacje wewnętrzne oraz strony internetowej, na której będą publikowane informacje wewnętrzne w sytuacjach awaryjnych.

W 2021 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL⁵²⁾, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako *Inside Information Platforms* oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)⁵³⁾ w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca platformę w zakresie hurtowego rynku gazu – *Gas Inside Information Platform* (GIIP).

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 2021 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 2021 r. jeden z polskich PPAT zgłosił Prezesowi URE dwa przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku. Przypadki te są obecnie przedmiotem szczegółowej analizy przeprowadzanej przez Prezesa URE.

⁴⁹⁾ Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

⁵⁰⁾ *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.

⁵¹⁾ Updated Open Letter on the extension of the possibility for market participants to publish inside information on their own corporate website as a backup solution – documents (acer-remit.eu).

⁵²⁾ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

⁵³⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

Tabela 22. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Lp.	Stan na koniec 2021 r.	Unia Europejska	Polska
1	Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	15 186	747
2	Registered Reporting Mechanisms (RRM)	104	3
3	Podmioty ubiegające się w ACER o status <i>Inside Information Platforms</i> oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako <i>Inside Information Platforms</i>	20	2
4	PPATs – ang. <i>Persons professionally arranging transactions</i>	Brak zaktualizowanych danych	3

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

Źródło: Strona internetowa ACER – REMIT PORTAL.

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

W 2021 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, w których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii, w tym m.in. opłat wnoszonych do Agencji za gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie przez ACER informacji zgłaszanych przez podmioty rynku hurtowego, obowiązku skutecznego i terminowego podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej, wejścia w życie nowych zasad walidacji danych raportowanych przez uczestników rynku, propozycji zmian wytycznych ACER w zakresie doprecyzowania definicji zawartych w rozporządzeniu REMIT.

W związku z pandemią COVID-19 prace były prowadzone w formule spotkań on-line oraz poprzez wymianę informacji w formie elektronicznej.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE⁵⁴). Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail⁵⁵) pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”⁵⁶) poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Postępowania wyjaśniające

W 2021 r. upoważnieni przez Prezesa URE pracownicy URE przeprowadzili 3 postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzane na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Dwa z nich zostały zakończone złożeniem przez Prezesa URE w 2021 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa. Jedno postępowanie zostało zamknięte, ponieważ nie znaleziono podstaw do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ani do złożenia zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa.

W myśl art. 23p ust. 6 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, po zakończeniu postępowania wyjaśniającego, Prezes URE składa zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, wszczyna kontrolę REMIT albo zarządza zamknięcie postępowania wyjaśniającego, które nie stanowi przeszkody

⁵⁴) <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

⁵⁵) REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

⁵⁶) <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

do ponownego jego przeprowadzenia o ten sam czyn, chyba że nastąpiło przedawnienie karalności przestępstwa.

Postanowieniem Prokuratora z 30 grudnia 2020 r. zostało umorzone dochodzenie w sprawie dokonania w okresie od 3 września 2018 r. do 31 grudnia 2018 r. manipulacji na rynku poprzez zawieranie transakcji sprzedaży i zakupu produktu energetycznego o nazwie BASE_Y-19, wszczęte postanowieniem Prokuratora z 12 sierpnia 2019 r., w wyniku złożenia przez Prezesa URE 29 maja 2019 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa. Prezes URE, pismem z 13 stycznia 2021 r., złożył zażalenie na powyższe postanowienie. Postanowieniem z 11 marca 2021 r. Sąd Rejonowy dla Warszawy-Śródmieścia w Warszawie – II Wydział Karny utrzymał w mocy zaskarżone ww. postanowienie Prokuratora.

Ponadto w 2021 r. Prezes URE analizował sprawę dotyczącą podejrzenia dokonania manipulacji na rynku oraz publikacji informacji wewnętrznej w sposób nieskuteczny przez polski podmiot, zgłoszoną przez podmioty zagraniczne za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (Notification Platform). Po dokonaniu szczegółowej analizy Prezes URE uznał, że w ww. sprawie nie ma podstaw do wszczęcia kontroli REMIT (art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), ani zarządzenia postępowania wyjaśniającego (art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Niezależnie od powyższego, w 2021 r. Prezes URE analizował jeszcze cztery sprawy dotyczące podejrzenia manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych zgłoszone bezpośrednio do Prezesa URE przez polskich uczestników rynku energii (3 sprawy) oraz TGE S.A. (1 sprawa).

W przypadku ww. spraw, również nie znaleziono podstaw do zarządzenia na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowania wyjaśniającego w sprawie manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, określonych w art. 2 rozporządzenia REMIT, ani do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

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)⁵⁷.

W 2021 r. kontynuowane było 1 postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dokonywania sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do krajowego rejestru uczestników rynku (pkt 42). Postępowanie to zakończyło się nałożeniem kary pieniężnej w wysokości 10 000 PLN.

3.2.2. Rynek detaliczny

W 2021 r. spośród ponad 17 milionów odbiorców na rynku detalicznym (18,5 mln licząc według punktów poboru energii), ok. 90,3 proc. stanowili odbiorcy, którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym (dane na podstawie badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 47 OSD). Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi z grupy A i B, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

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

⁵⁷ $CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO_2})$, 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.

Strona podaźowa detalicznego rynku energii to sprzedawcy energii oferujący towar odbiorcom końcowym. W grupie tej znajduje się 6 sprzedawców funkcjonujących w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale w ramach odrębnych osób prawnych. Druga grupa to sprzedawcy w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2021 r. było ich 182), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

W odniesieniu do odbiorców instytucjonalnych sprzedawcy nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną, natomiast taryfy dla gospodarstw domowych zatwierdzane są wyłącznie na wniosek sprzedawcy z urzędu i 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 23. Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	17 840 450	47 188 873	16 117 039	341,54
50-2 000 MWh	38 508	30 832 743	9 685 824	314,14
> 2 000 MWh	1 159	31 617 255	9 372 561	296,44
Razem	17 880 117	109 638 871	35 175 424	320,83

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

W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2020 r. i 2021 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Tabela 24. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2020 r.			IV kwartał 2021 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	540,70	332,10	208,60	596,80	354,10	242,70
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	338,20	278,60	59,68	465,80	402,80	63,00
odbiorcy na SN (grupy B)	444,50	328,70	115,79	482,70	329,30	153,40
odbiorcy na nN (grupy C)	697,40	416,10	281,20	786,40	466,50	319,90
odbiorcy grup G	547,10	310,70	236,40	594,80	325,40	269,30
w tym: gospodarstwa domowe	546,20	310,70	235,50	603,80	330,80	273,00

Źródło: Dane URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Średnia cena energii za IV kwartał 2021 r., porównana z ceną w analogicznym okresie poprzedniego roku, wykazuje wzrost o 6,62 proc., a opłaty dystrybucyjne wzrosły średnio o 16,35 proc. Wzrosty cen energii najsilniej dotknęły odbiorców z grupy taryfowej A (44,58 proc.). Tylko w grupie odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć wzrost nie był prawie zauważalny (0,18 proc.). Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost cen wyniósł średnio 6,47 proc., pamiętać należy jednak, że ponad 60 proc. tych odbiorców korzysta z cen ustalonych w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE. Ostatecznie, z punktu widzenia odbiorcy, istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. cena energii wraz z usługą dystrybucji). W 2021 r. koszt zaopatrzenia w energię elektryczną wzrósł średnio o 10,38 proc., ponieważ dynamika wzrostu wysokości opłat dystrybucyjnych także była ponadprzeciętnie wysoka (w grupie gospodarstw domowych wzrost wyniósł 15,92 proc., a najwyższy – 32,48 proc. – był w grupie taryfowej B). Ogółem, w roku sprawozdawczym, cena energii, stawki opłat dystrybucyjnych i łączny koszt zaopatrzenia w energię wzrosły we wszystkich grupach odbiorów, a ich wartość (nominalnie) ukształtowała się na wcześniej nieobserwowanym poziomie.

Dla sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, regulator kontynuował w 2021 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania takiej oferty. W zestawieniu tym, na koniec 2021 r. oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 35 sprzedawców energii elektrycznej, działających aktywnie w tym segmencie. W 2021 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 – jednakże brak jest możliwości sfinansowania tego narzędzia.

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

Zmiana sprzedawcy

Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2021 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA wyniosła 79 849 386 MWh, tj. 53,68 proc. energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2020 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o 8 189 237 MWh, a udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom wzrósł w tym okresie o 2,39 punktu procentowego (w 2020 r. wynosił on 51,29 proc.). Natomiast z uzyskanych danych wynika, że w 2021 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 2,87 proc. w stosunku do 2020 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 4,82 proc., zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 2,25 proc.

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE wynika, że na 31 grudnia 2021 r., 61 proc. odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś (39 proc.) kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

W 2021 r. w Polsce nie oferowano powszechnie możliwości zakupu energii z ceną dynamiczną, trwały natomiast prace legislacyjne i organizacyjne przygotowujące do wdrażania umów z tzw. ceną dynamiczną.

Interwencje

W 2021 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w latach poprzednich, powtarzaną praktyką sprzedawców było nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadziło do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Niektóre działania podejmowane przez sprzedawców nosiły 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. W 2021 r., podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE przekazywał, zgodnie z właściwością Prezesowi UOKiK pisma odbiorców mogące wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców. Co warto podkreślić – od lipca 2021 r.

ustawa – Prawo energetyczne przewiduje, postulowaną przez Prezesa URE od lat, nieważność umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dotyczącej dostarczania tych paliw lub energii jeśli jest ona zawarta z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa, co oznacza *de facto* zakaz sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door.

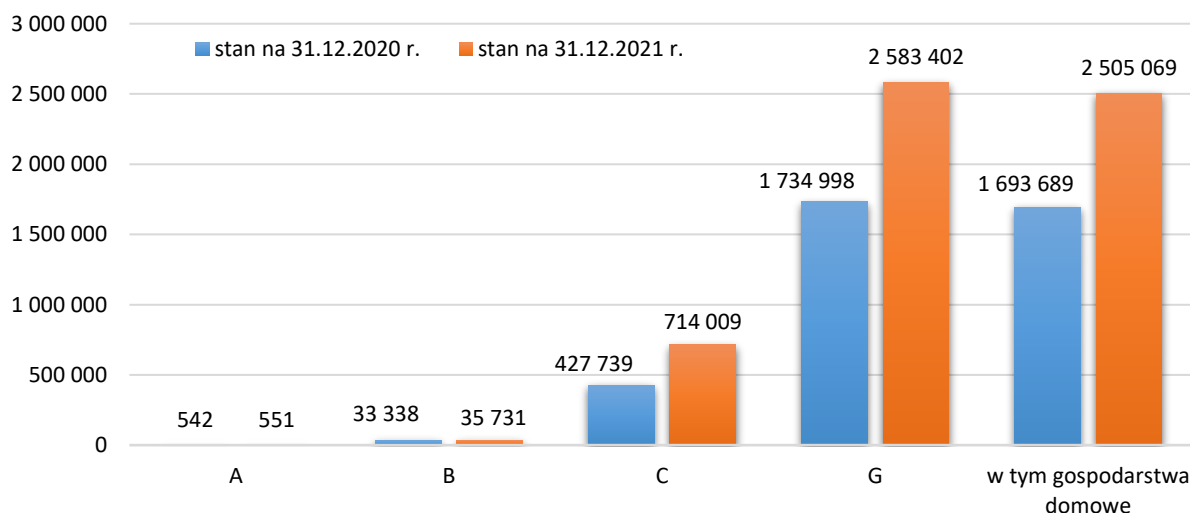
W związku ze zgłaszanymi przez uczestników rynku do URE problemami dotyczącymi uruchamiania i obsługi sprzedaży rezerwowej na rzecz odbiorców końcowych Prezes URE kontynuował w 2021 r. cykliczne monitorowanie rynku detalicznego pod tym kątem. Zakresem badania zostały objęte informacje o: sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD oraz o odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową. Wyniki tego badania, jak również badań przeprowadzonych w latach ubiegłych, będą nadal wykorzystywane w bieżących pracach URE, m.in. w zakresie prac koncepcyjnych nad nowym modelem sprzedaży rezerwowej. Podsumowanie tego badania zostało również przekazane Prezesowi UOKiK do ewentualnego wykorzystania.

W związku z sygnałami otrzymywanymi z rynku wskazującymi, że odbiorcy końcowi, których zawarte na czas określony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub kompleksowe kończyły się 31 grudnia 2021 r., mają trudności w znalezieniu ofert od 1 stycznia 2022 r., Prezes URE przeprowadził w grudniu 2021 r. wśród pięciu OSDp badanie dotyczące szacowanej liczby odbiorców, dla których z ww. przyczyny prawdopodobna stała się konieczność uruchomienia 1 stycznia 2022 r. sprzedaży rezerwowej na podstawie art. 5aa ustawy – Prawo energetyczne lub zawarcia umowy ze sprzedawcą z urzędu na podstawie art. 5ab ustawy. Wyniki badania przekazane zostały Ministerstwu Klimatu i Środowiska.

Inteligentne opomiarowanie

W 2021 r. OSD kontynuowali prace zmierzające do pełnego wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców końcowych, a wykorzystanie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce systematycznie wzrasta. Liczba układów pomiarowych typu smart (rozumianych jako systemy pomiarowe, umożliwiające automatyczne zbieranie, przechowywanie i transfer szczegółowych danych o zużyciu energii elektrycznej) w poszczególnych grupach taryfowych przedstawiała się następująco:

Rysunek 26. Liczba liczników inteligentnych (według grup taryfowych) – porównanie



Źródło: URE na podstawie badania ankietowego.

Łącznie we wszystkich grupach odbiorców odsetek inteligentnych układów pomiarowych w stosunku do ogólnej liczby tych urządzeń wyniósł na koniec 2021 r. 18 proc. Dalszy intensywny rozwój systemów inteligentnego opomiarowania, zmierzający do wdrożenia tych rozwiązań u 80 proc. odbiorców do roku 2028, przewidziany jest w rządowym dokumencie strategicznym dotyczącym polityki energetycznej Polski i w ustawie – Prawo energetyczne.

Wstrzymanie dostaw energii

Jak wynika z danych pozyskanych w ramach monitoringu, w 2021 r. wstrzymano dostawy do 191 876 odbiorców energii elektrycznej (co stanowi 1,1 proc. ogólnej liczby odbiorców), w tym do 148 897 odbiorców w gospodarstwach domowych. Najczęstszą przyczyną wstrzymania dostaw było zwlekanie z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności (oraz po pisemnym powiadomieniu odbiorcy energii o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej i wyznaczeniu dodatkowego 14-dniowego terminu na uregulowanie zaległych i bieżących należności). Zaległości płatnicze były przyczyną 98,3 proc. przypadków wstrzymania dostaw do odbiorców w grupie gospodarstw domowych i 99,3 proc. tych przypadków w grupie odbiorców instytucjonalnych.

Dodać należy, że procedura wstrzymania dostaw energii elektrycznej do odbiorców w gospodarstwach domowych, zalegających z zapłatą należności za pobraną energię elektryczną i świadczone usługi, liczona w dniach roboczych od momentu przekazania odbiorcy przez sprzedawcę informacji o zaleganiu w płatności do momentu wstrzymania dostaw przez OSD wyniosła w 2021 r. średnio 25 dni.

Liczniki przedpłatowe

Przedsiębiorstwo energetyczne może, zgodnie z obowiązującym prawem, zainstalować u odbiorcy końcowego mającego trudności w terminowym płaceniu rachunków tzw. licznik przedpłatowy. W 2021 r. w polskim systemie elektroenergetycznym z liczników przedpłatowych korzystało 179 812 odbiorców w gospodarstwach domowych i 1 845 odbiorców w grupie taryfowej C.

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

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

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

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

Wsparcie odbiorcy wrażliwego

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

W trakcie 2021 r. poszerzony został zakres ochrony odbiorców wrażliwych, którzy otrzymali prawo złożenia sprzedawcy energii wniosku o zastosowanie programu wsparcia wobec zaległych i bieżących

należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi. Działania sprzedawców, zmierzające do zapobiegania wstrzymaniu dostaw do tego typu odbiorców (np. poprzez odroczenie spłaty zadłużenia, umorzenie części zadłużenia) są prowadzone w ramach działalności CSR.

3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów

Rozstrzyganie sporów

Prezes URE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzyga, na wiosek strony, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 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 gospodarstwach domowych a przedsiębiorstwami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

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

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

Rozpatrywanie skarg

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych są rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne URE. Wachlarz zagadnień poruszanych przez odbiorców w 2021 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Łącznie w 2021 r. Prezes URE zarejestrował 5 633 skargi odbiorców w gospodarstwach domowych, z czego 4 660 skarg zgłoszonych zostało przez odbiorców energii elektrycznej, a 973 skargi – przez odbiorców gazu. W 2021 r. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły m.in. takich obszarów jak:

- **przyłączenie do sieci:** zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów o przyłączenie do sieci,
- **opomiarowanie:** odbiorcy zgłaszali problemy z działaniem układów pomiarowych, co bezpośrednio wpływało na rozliczenia i faktury,

- **jakość dostaw:** odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie parametrów jakościowych, wiele z tych skarg wpłynęło od prosumentów, którzy skarżyli się na problemy z działaniem fotowoltaiki,
- **nieuczciwe praktyki handlowe:** odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, zgłoszenia te głównie dotyczyły wprowadzania w błąd podczas zawierania umów. Jednocześnie zaobserwowano spadek skarg wpływających w 2021 r. w tym zakresie, miały na to wpływ wprowadzony w lipcu 2021 r. ustawowy zakaz zawierania umów sprzedaży energii i gazu z odbiorcami w gospodarstwach domowych poza lokalem przedsiębiorstwa. Zakaz door-to-door oznacza, że przedsiębiorstwa energetyczne nie mogą już zawierać umów np. podczas wizyty przedstawiciela w domu odbiorcy,
- **umowy i sprzedaż:** zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów, ich zmian oraz problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych. Odbiorcy zgłaszali także nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta (sprzedawców) 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 oraz podstaw do korygowania faktur,
- **cena/taryfa:** odbiorcy zgłaszali skargi na złą kwalifikacją do grupy taryfowej oraz skarżyli się na wysokość cen i stawek opłat za media,
- **rekompensaty:** odbiorcy prosili o pomoc w uzyskaniu odszkodowań od przedsiębiorstw energetycznych,
- **zmiana sprzedawcy:** odbiorcy skarżyli się na problemy z wejściem w życie nowej umowy po zmianie sprzedawcy, terminowością rozliczeń ze starym sprzedawcą,
- **obsługa klienta:** w tej kategorii skargi dotyczyły najczęściej terminowości odpowiedzi na reklamacje, problemów z nawiązaniem kontaktu telefonicznego z przedsiębiorstwem energetycznym (skargi zgłaszane telefonicznie),
- **mikrogeneracja/prosumpcja:** zgłoszenia prosumentów dotyczyły problemów z przyłączeniem do sieci, zawieraniem umowy i rozliczeniem. Odbiorcy posiadający mikroinstalacje zgłaszali także problemy z parametrami energii elektrycznej.

Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców

Rok 2021, z uwagi na trwającą pandemię COVID-19 i wprowadzone w związku z tym obostrzenia, był okresem, w którym wiele przedsiębiorstw energetycznych wprowadziło zmiany w obsłudze klienta. W wielu przypadkach kontakt bezpośredni z klientem został ograniczony, odbiorcy byli zachęceni do kontaktu z wykorzystaniem narzędzi teleinformatycznych. Także wprowadzenie zakazu zawierania z odbiorcami w gospodarstwach domowych umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej oraz umów kompleksowych poza lokalem przedsiębiorstwa w rozumieniu ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, bezpośrednio przełożyło się na dużo mniejszą – w porównaniu z latami poprzednimi – liczbę zgłoszeń nadsyłanych przez odbiorców do URE, dotyczących nieuczciwych praktyk przedstawicieli handlowych. Pojawiły się za to zgłoszenia odbiorców dotyczące nieprawidłowości związanych z procesem zawierania umowy, w szczególności nieprzekazywaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne pełnych informacji dotyczących kosztów w momencie składania konsumentowi oferty przed jej zawarciem. Odbiorcy podnosili także kwestie dotyczące zawierania umów przez internet i związanego z tym sposobu przedstawiania ofert na stronach sprzedawców.

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w opisanych wyżej zgłoszeniach oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE stale współpracuje z Prezesem UOKiK, przekazując pisma odbiorców, dotyczące m.in. wyżej wymienionej tematyki.

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

W 2021 r. Prezes URE podejmował również działania o charakterze informacyjnym, skierowane do odbiorców w gospodarstwach domowych. W ramach tych działań Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE informacje dotyczące istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi, a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców. Były to w szczególności informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną.

W celu ustalenia skali oraz obszarów występowania problemów zgłaszanych przez odbiorców do URE, jak również w nawiązaniu do prowadzonych w 2016 r. oraz 2018 r. monitoringów działalności sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych, Prezes URE dokonał analizy skarg/zgłoszeń odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych zgłoszonych do URE w okresie od stycznia 2020 r. do 15 maja 2021 r. W wyniku dokonanej analizy ilościowej i jakościowej skarg/zgłoszeń, URE zorganizował spotkania on-line z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych (11 spółek obrotu, 6 OSD), których celem było wspólne przeanalizowanie problematycznych obszarów i zastanowienie się nad środkami, jakie można podjąć w celu eliminacji niepożądanych zjawisk. W części spotkań brali udział również przedstawiciele UOKiK.

Mając na uwadze ochronę interesów odbiorców w gospodarstwach domowych, jak również obowiązki informacyjne nałożone przez art. 5aa ust. 4, art. 9c ust. 1b, pkt 5 lit. f oraz art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące zamieszczania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych na swoich stronach internetowych:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej/paliw gazowych, którzy oferują sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci danego OSD, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej/paliw gazowych, z którymi dany OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej/paliw gazowych działającym na obszarze działania danego OSD,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej/paliw gazowych,

Prezes URE w okresie listopad 2021 r. – styczeń 2022 r. przeprowadził monitoring stron internetowych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz przedsiębiorstw o statusie operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. W ramach prowadzonych działań, Prezes URE wezwał przedsiębiorstwa, co do których wyniki monitoringu ujawniły nieprawidłowości, do wypełnienia obowiązków informacyjnych o których mowa w wyżej wskazanych przepisach.

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 2018–2021 odnotowano wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji prosumenckich z 0,35 GW do ponad 6 GW, natomiast liczba prosumentów wzrosła w tym okresie z 51 tys. do ponad 847 tys.⁵⁹⁾ W 2022 r. nastąpiła istotna zmiana sposobu rozliczania energii elektrycznej wytworzonej przez prosumentów. Dotychczas energia elektryczna wyprodukowana z instalacji fotowoltaicznej

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⁾ Na dzień sporządzenia niniejszego Raportu liczba prosumentów szacowana jest na ponad 1 mln.

rozliczana była poprzez jej tzw. zbilansowanie z energią elektryczną zużytą w okresie rozliczeniowym (tzw. net-metering) a nadwyżka wytworzonej energii mogła być rozliczana w ciągu 12 miesięcy. W systemie net-metering sieć elektroenergetyczna pełniła rolę swoistego magazynu energii. Prosumenci, którzy zgłosili przyłączenie mikroinstalacji po 31 marca 2022 r., rozliczali się na starych zasadach jeszcze przez okres przejściowy 3 miesięcy. Od 1 lipca 2022 r. prosumentów tych obowiązuje nowy system, tzw. net-billing, polegający na rozliczaniu nadwyżek energii wprowadzanej do sieci według średniej ceny rynkowej energii z poprzedniego miesiąca kalendarzowego, a od 1 lipca 2024 r. z zastosowaniem taryf dynamicznych, czyli cen godzinowych. Istotną cechą nowego systemu rozliczeń stosowanego w energetyce prosumenckiej jest zwiększenie roli autokonsumpcji wytworzonej energii elektrycznej.

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

Inną formą organizacyjną umożliwiającą wykorzystywanie wytworzonej energii elektrycznej na własne potrzeby, przewidzianą przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii, jest spółdzielnia energetyczna. Chociaż definicję spółdzielni energetycznej wprowadzono w ustawie OZE już w 2016 r., a przepisy obecnie regulujące funkcjonowanie spółdzielni energetycznych zostały wprowadzone w 2019 r., to dotychczas zarejestrowano jedynie 2 spółdzielnie. Z ich doświadczenia wynika, że głównym wyzwaniem jest samo utworzenie spółdzielni i związane z tym obowiązki, takie jak:

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

Przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii zawierają również definicję klastra energii, rozumianego jako cywilnoprawne porozumienie, obejmujące podmioty o różnym statusie prawnym i organizacyjnym, takie jak: osoby fizyczne, osoby prawne, uczelnie wyższe, instytuty naukowe i badawcze, jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, na ograniczonym obszarze działania. Tego rodzaju sposób współdziałania w obszarze energetyki rozproszonej znajduje coraz większe uznanie, przyczyniając się do jej rozwoju na poziomie lokalnym.

Obecnie trwają prace nad wprowadzeniem do krajowego systemu prawnego instytucji obywatelskiej społeczności energetycznej oraz odbiorcy aktywnego.

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

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

elastyczności dla sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem np. magazynów energii) na udział w transformacji energetycznej.

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

- 1) **ekonomiczno-finansowy**, gdzie można dostrzec następujące bariery:
 - monopolistyczna pozycja właścicieli sieci energetycznych oraz brak regulacji nakładających 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 nie odpowiadające w pełni na potrzeby interesariuszy lub budzące wątpliwości interpretacyjne;
 - skomplikowane i długotrwałe procedury związane z przygotowaniem i realizacją procesu inwestycyjnego w branży OZE;
 - długotrwały brak przepisów wykonawczych regulujących funkcjonowanie i zasady rozliczania spółdzielni energetycznych;
 - brak regulacji wystarczająco motywujących do transformacji energetycznej opartej na szeroko rozumianej energetyce obywatelskiej oraz wprowadzenie takich regulacji, które nie mają przełożenia na rzeczywiste modele biznesowe;
 - niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej,
- 3) **społeczno-kulturowy**, gdzie można dostrzec następujące bariery:
 - brak powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie gospodarowania energią i nowoczesnych rozwiązań technicznych;
 - ograniczony lokalny kapitał organizacyjny (m.in. niedostateczna specjalistyczna wiedza na temat energetyki rozproszonej na poziomie jednostek samorządu terytorialnego, braki kadrowe);
 - nieznaną 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 przyłączenia nowych źródeł i poprawiających jakość dostaw energii.

Bariery te w pierwszej kolejności powinny być niwelowane w procesie tworzenia regulacji prawnych mających na celu promocję wykorzystywania energii elektrycznej, wytwarzanej przez jej konsumentów.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

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

Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesje na przesyłanie, dystrybucję, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego prowadzą ww. działalności w oparciu o taryfy zatwierdzane 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 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 – ze względu na uregulowania NC TAR – wprowadzają taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od jej opublikowania w Biuletynie Branżowym URE.

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

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i 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, i ciśnień uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą:

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

Taryfa OGP Gaz-System S.A.

W 2021 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 14, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 5 czerwca 2020 r. na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.⁶⁰⁾

Taryfa została zatwierdzona w terminie, wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego

⁶⁰⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 49/2020 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html>

(2020/21) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust 4 rozporządzenia NC CAM coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*, stanowiącą załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32 (1226) z 29 marca 2019 r.)⁶¹⁾ oraz *Komunikatu Nr 14/2020 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.*⁶²⁾, wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

Jednocześnie, na podstawie przepisów rozdziału IV rozporządzenia NC TAR w toku postępowania administracyjnego dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego na 31 grudnia 2019 r. na kwotę 120 301 tys. zł. Wartość ta wynika z różnicy pomiędzy planowaną wartością przychodu dozwolonego dla 2019 r., będącego podstawą kalkulacji taryfy na ten rok, a faktycznie osiągniętym przychodem z działalności regulowanej, wynikającym ze sprawozdania finansowego Przedsiębiorstwa za 2019 r. Dodatnia wartość tej różnicy oznacza nadmierny poziom odzyskanych przychodów przez Przedsiębiorstwo. Jednakże, mając na uwadze zasady uwzględniania salda konta regulacyjnego przy kalkulacji taryf przesyłowych wskazane w art. 17 ust. 1 rozporządzenia NC TAR oraz znaczny zakres inwestycji realizowanych przez przedsiębiorstwo w latach 2021–2023 – o strategicznym charakterze, mających bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski – przyjęto, że saldo konta regulacyjnego będzie wykorzystane w kalkulacji taryf na kolejne lata. Uzasadnieniem takiego podejścia było ograniczenie nadmiernego wzrostu stawek opłat w kolejnych latach, który będzie związany z oddawaniem do eksploatacji inwestycji w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego.

Decyzją z 2 czerwca 2021 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 15* na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.⁶³⁾ Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2020 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 184 945 tys. zł.

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR.

Ponadto w kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia przywoływanej powyżej *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.* oraz *Informacji Nr 11/2021 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*⁶⁴⁾

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej⁶⁵⁾, zgodnie z postanowieniami ww. Informacji nr 11/2021, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex-ante*:

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

⁶¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczaczy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

⁶²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-1/8439,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2021-r-art-28-NC-TAR.html>

⁶³⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2021 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

⁶⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Konsultacje-Prezesa-URE-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowych-taryf-ga.html>

⁶⁵⁾ 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.

- 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.). Niemniej jednak w związku z art. 16 kodeksu taryfowego, współczynnik ten (a zatem i rabat 80 proc.) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej.

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

W taryfie na 2022 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa PSG Sp. z o.o.

W 2021 r. stosowane były dwie taryfy:

- od 1 do 31 stycznia 2021 r. *Taryfa nr 8 dla usług dystrybucji paliw gazowych*, zatwierdzona przez Prezesa URE 15 maja 2020 r. oraz opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 44 (1338)/2020⁶⁶⁾ oraz
- od 1 lutego 2021 r. *Taryfa nr 9 dla usług dystrybucji paliw gazowych*, zatwierdzona przez Prezesa URE 13 stycznia 2021 r. oraz opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 3 (1394)⁶⁷⁾.

W wyniku zatwierdzenia taryfy nr 9 nastąpił wzrost średnich stawek opłat dla gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupy Lw i Ls) o 3,6 proc. i dla gazu koksowniczego o 45 proc.

Decyzją z 17 grudnia 2021 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę Nr 10 dla usług dystrybucji paliw gazowych*. Taryfa Nr 10 została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 111 (2512)/2021 z 17 grudnia 2021 r. i obowiązuje od 1 stycznia 2022 r.

W wyniku zatwierdzenia taryfy nr 10, od 1 stycznia 2022 r., nastąpił wzrost średnich stawek opłat dla gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupy Lw i Ls) o 3,6 proc. i spadek średnich stawek opłat dla gazu koksowniczego o 12,6 proc.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2021 r. do rozliczeń z podmiotami zamawiającymi usługi magazynowania paliw gazowych zastosowanie miały:

- *Zmiana Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2020* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 96 (2020),
- *Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2021* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 1 czerwca 2021 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 38 (2021),

⁶⁶⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html>

⁶⁷⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

- *Zmiana taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2021* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 sierpnia 2021 r., opublikowana w „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 63 (2021),
- *Zmiana nr 2 taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2021* zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 30 września 2021 r., opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 78 (2021).

Wprowadzenie *Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2021* spowodowało spadek średniej stawki opłat dla usług oferowanych na warunkach ciągłych o 3,2 proc. i wzrost średniej stawki opłat za usługi oferowane na zasadach przerywanych o 1,2 proc.

Decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r. została zatwierdzona *Zmiana nr 3 taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 3/2021*. Zmiana taryfy weszła w życie od 1 stycznia 2022 r. Zmiana średnich stawek opłat za usługę magazynową w zmianie nr 3 względem taryfy nr 1/2021 wyniosła 4,2 proc.

Zmiany taryfy nr 1/2021 spowodowane były wzrostem kosztów zakupu paliwa gazowego, niezbędnego do prowadzenia ruchu instalacji magazynowych.

Nie uległy zmianie oferowane zdolności magazynowe w stosunku do roku 2020. Wielkość pakietu pozostała na niezmienionym poziomie – 200 MWh pojemności czynnej. Nie zmieniła się również struktura i zakres świadczonych usług magazynowania. Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2021 r. udostępniała zatem usługi na warunkach ciągłych i przerywanych, jako produkty długo- i krótkoterminowe, w formie pakietów, pakietów elastycznych oraz jako usługi rozdzielone, a także w formie pakietu pakiet 90/40 i pakiet UM Reverse.

Taryfa POLSKIE LNG S.A.

Od 1 stycznia 2021 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A., a później OGP Gaz-System S.A. (w 2021 r. nastąpiło połączenie spółek pod nazwą OGP Gaz-System S.A.) – operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była *Taryfa dla usług regazyfikacji LNG nr 6*, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.⁶⁸⁾

Zatwierdzenie taryfy nr 6 skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 9,3 proc. w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy nr 5, obowiązującej w 2020 r.

W taryfie nr 7, 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.

Decyzją z 17 grudnia 2021 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 7 na okres 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r., opublikowaną w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 110/2021. Średnia stawka dla usług regazyfikacji obliczona wg taryfy nr 7 (6,24 zł/MWh) spadła o 11,9 proc. w porównaniu do średniej stawki obliczonej wg taryfy nr 6 (7,08 zł/MWh).

Porównanie podstawowych stawek opłat z taryfy nr 6 i taryfy nr 7:

- opłata stała – spadek o 19,6 proc.,
- opłata zmienna – wzrost o 89,4 proc.,
- opłata za przeładunek na cysterny – spadek o 4,3 proc.

Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

Sąd Apelacyjny w Warszawie 28 grudnia 2020 r. oddalił odwołanie przedsiębiorstwa od decyzji Prezesa URE z 30 maja 2019 r. zatwierdzającej taryfę SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. – tym samym, w tym dniu zaskarżona decyzja stała się prawomocna a taryfa weszła do stosowania. Prezes URE poinformował o tym fakcie w Komunikacie z 28 grudnia 2020 r.

⁶⁸⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 95/2020 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html>

zamieszczonym w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 97 (1391). W związku z wejściem do stosowania taryfy na 2020 r. średni wzrost opłat za usługi przesyłania tzw. gazociągiem jamalskim wzrósł o ok. 38 proc.

Taryfa zatwierdzona decyzją z 5 czerwca 2020 r. na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r., podobnie jak w przypadku taryf SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2018, 2019 i 2020, nie została wprowadzona do stosowania na skutek wniesionego odwołania przedsiębiorstwa od decyzji zatwierdzającej tę taryfę, o czym Prezes URE poinformował 18 czerwca 2020 r. zamieszczając stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 55 (1349).

Powyższa decyzja zatwierdzająca taryfę uprawomocniła się 23 kwietnia 2021 r. i w związku z tym taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2021 r., zgodnie z art. 47 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, weszła do stosowania w tym dniu. Informacja w tej sprawie została wydana przez Prezesa URE 26 kwietnia 2021 r.⁶⁹⁾ Wynikała ona z postanowienia Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 23 kwietnia 2021 r., sygn. akt VII AGz 110/21 o oddaleniu zażalenia na postanowienie Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 4 stycznia 2021 r., sygn. akt XVII AmE 159/20 o umorzeniu postępowania odwoławczego od decyzji Prezesa URE z 5 czerwca 2020 r. na skutek cofnięcia przez SGT EuRoPol GAZ S.A. odwołania ze zrzeczeniem się roszczenia.

Decyzją z 2 czerwca 2021 r.⁷⁰⁾ została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. Taryfa została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów, publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2021/2022) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia NC CAM, coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku. Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2022 r.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*, stanowiącą załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32 (1226) z 29 marca 2019 r.)⁷¹⁾ oraz *Informacji Nr 11/2021 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*⁷²⁾

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

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

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

Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2021 r. oferowała zdolności magazynowe – w trybie wniosku:

I. na warunkach ciągłych w Instalacji Magazynowej:

- PMG Wierzchowice w ilości do 14 311 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 2 862 200 MWh Pojemności Czynnej, do 1 187,813 MWh/h Mocy Załączania

⁶⁹⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 28/2021 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

⁷⁰⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2021 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

⁷¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczenie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

⁷²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Konsultacje-Prezesa-URE-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowych-taryf-ga.html>

oraz do 3 778,104 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,

- PMG Wierzchowice w ilości do 25 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 5 000 MWh Pojemności Czynnej, do 2,075 MWh/h Mocy Załączania oraz do 6,600 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się 15 kwietnia 2024 r. o godzinie 6:00,
- GIM Sanok w ilości do 12 895 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 2 579 000 MWh Pojemności Czynnej, do 1 121,865 MWh/h Mocy Załączania oraz do 3 197,960 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,
- GIM Kawerna w ilości do 26 290 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 5 258 000 MWh Pojemności Czynnej, do 3 917,210 MWh/h Mocy Załączania oraz do 9 017,470 MWh/h Mocy Odbioru lub UM 90/40 do 25 941 Pakietów na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,
- GIM Kawerna w ilości do 270 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 54 000 MWh Pojemności Czynnej, do 40,230 MWh/h Mocy Załączania oraz do 92,610 MWh/h Mocy Odbioru lub UM 90/40 do 266 Pakietów, na okres od 1 sierpnia 2021 r. o godzinie 6:00 do 1 sierpnia 2025 r. o godzinie 6:00,

II. na warunkach przerywanych w:

- PMG Wierzchowice w ilości do 43 225 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 8 645 000 MWh Pojemności Czynnej, do 3 717,350 MWh/h Mocy Załączania oraz do 5 619,250 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,
- GIM Sanok w ilości do 44 705 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 8 941 000 MWh Pojemności Czynnej, do 3 576,400 MWh/h Mocy Załączania oraz do 5 230,485 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,
- GIM Kawerna w ilości do 6 596 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 1 319 200 MWh Pojemności Czynnej, do 982,804 MWh/h Mocy Załączania oraz do 2 262,428 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2021/2022 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2024/2025 kończącego się 15 kwietnia 2025 r. o godzinie 6:00,
- PMG Wierzchowice w ilości do 1 400 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 280 000 MWh Pojemności Czynnej, do 120,400 MWh/h Mocy Załączania oraz do 182,000 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2022 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2022/2023 kończącego się 15 kwietnia 2023 r. o godzinie 6:00,
- GIM Sanok w ilości do 1400 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej obejmującej do 280 000 MWh Pojemności Czynnej, do 112,000 MWh/h Mocy Załączania oraz do 163,800 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2022/2023 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2022 r. o godzinie 6:00, do końca Roku Magazynowego 2022/2023 kończącego się 15 kwietnia 2023 r. o godzinie 6:00,
- GIM Kawerna, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Krótkoterminowej w ilości:
 - a) do 131 600 MWh Pojemności Czynnej, do 150,602 MWh/h Mocy Załączania, do 344,762 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 stycznia 2021 r. od godziny 6:00 do 1 kwietnia 2021 r. do godziny 6:00;
 - b) do 186 400 MWh Pojemności Czynnej, do 138,868 MWh/h Mocy Załączania, do 319,676 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 lipca 2021 r. od godziny 6:00 do 1 kwietnia 2022 r. do godziny 6:00;

- c) do 11 000 MWh Pojemności Czynnej, do 8,195 MWh/h Mocy Załączania, do 18,865 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 listopada 2021 r. od godziny 6:00 do 1 kwietnia 2022 r. do godziny 6:00.

W przypadku GIM Sanok oraz PMG Wierzchowice, zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące wynikiem wygasania 15 kwietnia 2021 r. o godzinie 6:00 zawartych umów oraz zdolności magazynowe na warunkach przerywanych na rok magazynowy 2022/2023 w ramach procedur zarządzania ograniczeniami kontraktowymi na wniosek klienta. Ponadto w ramach procedur zarządzania ograniczeniami kontraktowymi na wniosek klienta w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, zaoferowano zdolności magazynowe na warunkach ciągłych na lata magazynowe od 2021/22 do 2023/24.

W przypadku GIM Kawerna, zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące następstwem wygasania zawartych umów, jak również krótkoterminowe zdolności magazynowe na warunkach przerywanych uzyskane okresowo dzięki procesom zachodzącym w kawernach Instalacji Magazynowej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

W 2021 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie oferowała zdolności magazynowych w trybie aukcji. Ponadto Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie przeprowadzała oceny zapotrzebowania na usługi magazynowe, ponieważ badanie takie było prowadzone w 2020 r. i obejmowało kolejne 10 lat.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej szereg informacji:

- Szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych (informacje o oferowanych usługach, kalkulator pozwalający na dokładne zapoznanie się z oferowanymi usługami, opis instalacji magazynowych, planowane i nieplanowane przestoje, zasady tworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego, dostępnych niewykorzystanych mocach instalacji magazynowej w ramach usługi śróddziennej – publikowanych w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy załączania 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 w przypadku, gdy taki dostęp jest oferowany użytkownikom, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji magazynowych, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich⁷³).

Gas Storage Poland Sp. z o.o. prezentuje informacje w zestandaryzowany sposób za pośrednictwem ujednoliconej mapy strony w postaci Transparency Template, która została opracowana w ramach GIE (GSE) i poddana konsultacjom z ACER.

Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określają postanowienia Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, umożliwiające wtórny obrót zdolnościami magazynowymi. W 2021 r. do Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie wpłynęła żadna informacja o zbyciu na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności magazynowych.

Warto na koniec wspomnieć, że rozbudowę instalacji oraz innych planowanych działań mogących skutkować zwiększeniem wielkości oferowanych zdolności magazynowych prowadzi PGNiG S.A., która jest właścicielem instalacji magazynowych. Planowane jest zwiększenie pojemności czynnej w PMG Husów, PMG Strachocina oraz PMG Swarzów. Ponadto od sezonu 2022/2023 zwiększeniu ulegnie pojemność czynna KPMG Kosakowo.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania

W 2021 r. operator systemu skraplania gazu ziemnego, tj. terminalu LNG w Świnoujściu, spółka Polskie LNG S.A. połączyła się z operatorem systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. Połączenie nastąpiło 31 marca w 2021 r. i OGP Gaz-System S.A. stała się następcą prawnym spółki Polskie LNG. W chwili obecnej, operatorem dla terminalu LNG w Świnoujściu jest podmiot będący również operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego. Pojemność czynna tego terminalu wynosi 2 058 GWh (2 058 000 MWh),

⁷³) Informacje te w języku polskim i angielskim są dostępne na stronie internetowej Gas Storage Poland Sp. z o.o.: <https://ipi.gasstorageland.pl/pl/strona-glowna/>

maksymalna moc odbioru to 82 320 MWh/h, pojemność zbiorników na LNG wynosi 320 000 m³, a maksymalna zdolność techniczna 656 Nm³/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w 2020 r., wyniosła 6,37089 GWh/h (6 370,89 MWh/h, 570 000 Nm³/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 400 MWh/h. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe wynosiła 570 000 Nm³. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu w 2020 r. była równa 43,21 TWh i oznaczała wzrost w stosunku do roku poprzedniego. W 2021 r. zaoferowano 1 610,770 GWh (1 610 770 MWh) zdolności przeładunkowych na autocysterny. Całość tych zdolności została zarezerwowana.

Operator terminalu LNG w 2021 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe. Usługi o charakterze długoterminowym świadczone są przez cały rok regazyfikacyjny (z wyjątkiem okresu prowadzenia uzgodnionych prac, awarii oraz wprowadzenia ograniczeń). Usługi o charakterze krótkoterminowym świadczone są w okresie co najmniej jednej doby gazowej lub wielokrotności następujących po sobie dób gazowych w danym roku regazyfikacyjnym. Usługa regazyfikacji ma charakter pakietowy i w jej ramach operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG. Usługi o charakterze krótkoterminowym mogą być świadczone w ramach umowy ramowej.

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

Obecnie realizowany jest projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, który obejmuje m.in. budowę trzeciego zbiornika oraz nabrzeża umożliwiającego rozszerzenie zakresu dostępnych usług dodatkowych. Zgodnie z harmonogramem, rozbudowa powinna zakończyć się w grudniu 2023 r. Oprócz terminalu LNG w Świnoujściu, warto również wspomnieć o projekcie budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (FSRU – Floating Storage Regasification Unit). Na przełomie sierpnia i września 2021 r. odbyły się konsultacje dokumentacji procedury Open Season (Regulaminu i pozostałych dokumentów). Następnie zostało przeprowadzone niewiążące badanie zapotrzebowania. Natomiast wiążąca procedura Open Season miała miejsce w grudniu 2021 r. Zakłada się, że Terminal FSRU będzie prowadzić regazyfikację na poziomie odpowiadającym ok. 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie. U uruchomieniu terminalu najprawdopodobniej nastąpi w roku gazowym 2027/2028.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych, określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, operator terminalu LNG podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich. Publikowane dane są dostępne zarówno w zakresie danych bieżących, jak i danych archiwalnych. Ponadto operator terminalu LNG udostępnia na międzynarodowej platformie ALSI dane w zakresie nominacji na punkt wyjścia do sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. LNG po regazyfikacji oraz stanu LNG w zbiornikach terminalu i na bieżąco, w cyklach dobowych, oraz aktualizuje te dane. Platforma ALSI prezentuje dane z Terminalu LNG w Świnoujściu razem z innymi europejskimi terminalami LNG pod adresem: <https://alsi.gie.eu/#/>. Ponadto operator systemu skraplania, za pośrednictwem OGP Gaz-System S.A. jako podmiotu zarejestrowanego w systemie RRM (Registered Reporting Mechanism), przekazuje odpowiednie dane do ACER.

4.1.2. Bilansowanie systemu

Usługi bilansowania

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych.

Pojęcie usług bilansowania (usługi bilansującej) może mieć dwojakie znaczenie. Na gruncie dyrektywy 2009/73/WE pod pojęciem usług bilansujących należy rozumieć całokształt działań podejmowanych przez operatora systemu przesyłowego w celu zbilansowania obszaru wejścia/wyjścia. Natomiast rozporządzenie BAL NC nadaje usługom bilansującym nieco inne znaczenie. Stosowanie do art. 3 pkt 7 rozporządzenia BAL NC „usługa bilansująca” oznacza usługę świadczoną na rzecz operatora systemu przesyłowego na podstawie umowy dotyczącej gazu potrzebnego do zaspokojenia potrzeb wynikających z krótkookresowych wahań popytu lub podaży, która nie jest standardowym produktem krótkoterminowym. OSP jest uprawniony do zamawiania usług bilansujących w sytuacjach, w których standardowe produkty krótkoterminowe nie zapewnią lub prawdopodobnie nie zapewnią utrzymania systemu przesyłowego w granicach jego limitów operacyjnych, lub w przypadku braku płynności obrotu na hurtowym rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych.

Prezes URE jako krajowy organ regulacyjny jest odpowiedzialny za monitorowanie stosowania zasad bilansowania. Regulacje dotyczące bilansowania zawarte są w ustawie – Prawo energetyczne i rozporządzeniu Ministra Gospodarki w szczegółowych zasadach funkcjonowania systemu gazowego. Natomiast bardziej szczegółowe zasady są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Krajowego Systemu Przesyłowego (IRiESP KSP), Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Systemu Gazociągów Tranzytowych (IRiESP SGT) oraz „Mechanizmie zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”. Operator systemu przesyłowego, OGP Gaz-System S.A. jest odpowiedzialny za bilansowanie gazu w trzech obszarach bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSPWM) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSPZA). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim, odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

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

Zgodnie z IRiESP 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. Należy także podkreślić, że zgodnie z IRiESP dobowy limit niezbilansowania wynosi 0. W przypadku, gdy na koniec doby dany użytkownik systemu jest niezbilansowany, OSP nakłada na niego opłatę za niezbilansowanie, o której mowa w art. 19 rozporządzenia BAL NC. Istotne dla prowadzenia bilansowania przez OSP są również zasady alokacji rozliczeniowej, polegającej na przypisaniu poszczególnym zleceniodawcom usługi przesyłania ilości paliwa gazowego przekazanego do przesłania w punkcie wejścia lub odbieranego w punkcie wyjścia. W przypadku punktów wyjścia z systemu przesyłowego, alokacji dokonuje odbiorca paliwa gazowego w tym punkcie lub, w przypadku gdy jest to punkt połączenia z operatorem systemu współpracującego (OSW), ten operator systemu współpracującego. Na połączeniach z systemem dystrybucyjnym zgodnie

z postanowieniami IRiESP, alokacji dokonuje operator systemu dystrybucyjnego. Alokacja dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

W 2021 r. w punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące w rozumieniu art. 3 pkt 7 rozporządzenia BAL NC. 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.

Prezes URE monitorował wykonanie obowiązków informacyjnych wynikających z rozporządzenia BAL NC. OSP publikuje miesięczne zestawienie kosztów i przychodów osiągniętych w ramach działalności związanej z bilansowaniem oraz corocznie, po zakończeniu roku gazowego, informacje o podejmowanych działaniach bilansujących⁷⁴). Ponadto OSP publikował informacje o działaniach bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania (takie działania nie były podejmowane w 2021 r.) oraz stosowania usług bilansujących w rozumieniu art. 8 rozporządzenia BAL NC.

Ponadto Prezes URE monitorował czy OSP prowadzi działania bilansujące oraz wypełnia obowiązki publikacyjne zgodnie z wymogami rozporządzenia BAL NC oraz IRiESP.

Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. OSP podejmuje działania bilansujące poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na platformie obrotu zatwierdzonej przez Prezesa URE. Przyczynia się to do zwiększenia płynności rynku produktów krótkoterminowych w Polsce. TGE S.A. prowadzi obrót na następujących rynkach: Rynek Terminowy Towarowy gazu, Rynek Dnia Następnego gazu oraz Rynek Dnia Bieżącego gazu.

W chwili obecnej obrót gazem ziemnym we wszystkich trzech obszarach bilansowania jest możliwy zarówno na rynku dnia bieżącego, jak i rynku dnia następnego.

Rozliczenie kosztów bilansowania we wszystkich trzech obszarach następuje na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE zgodnie z art. 30 ust. 2 rozporządzenia BAL NC, metody kalkulacji opłat związanych z neutralnością bilansowania. Metoda ta zawarta jest w dokumencie „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”. W tym dokumencie został uregulowany mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej, zasady korygowania stawki opłaty związanej z neutralnością bilansowania, a także zasady zarządzania ryzykiem kredytowym m.in. wysokość i rodzaje zabezpieczeń finansowych, zasady weryfikacji wysokości tych zabezpieczeń i zasady postępowania w przypadku stwierdzenia konieczności uzupełnienia zabezpieczenia finansowego.

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.

⁷⁴) <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/>

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 2021 r. Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów dotyczących zarządzania ograniczeniami systemowymi.

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

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

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

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. W 2021 r. nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu. Ponadto OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Nie stwierdzono również konieczności wprowadzenia mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (FD UJOLI). Zgodnie z IRIESP i IRIESP SGT – OSP umożliwia obrót przepustowością na rynku wtórnym na platformach aukcyjnych: GSA i RBP. W 2021 r. były 223 aktywne oferty odsprzedaży przepustowości. 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 2021 r. nie miała miejsca sytuacja rezygnacji z zakontraktowanej zdolności.

Według Raportu ACER nt. ograniczeń kontraktowych⁷⁵⁾ w punktach połączeń międzysystemowych gazu ziemnego w UE w 2021 r., po raz pierwszy od kilku lat, zidentyfikowano ograniczenia kontraktowe po polskiej stronie punktów IP:

- 1) punkt GCP-GAZ-SYSTEM/ONTRAS – wejście do polskiego systemu przesyłowego na granicy z Niemcami,
- 2) punkt GCP-GAZ-SYSTEM/UA TSO – wejście do polskiego systemu przesyłowego na granicy z Ukrainą.

⁷⁵⁾ <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-finds-contractual-congestion-eu-gas-networks-remains-low-2021>

Według wytycznych zawartych w załączniku do rozporządzenia 715/2009, w następstwie stwierdzenia w Raporcie ACER ograniczeń w punktach IP, krajowy organ regulacyjny przeprowadza analizę konieczności wdrożenia mechanizmu FDA UJOLI w celu eliminacji ograniczeń kontraktowych oraz może zobowiązać OSP do stosowania tego mechanizmu, chyba, że wykazane zostanie, iż ograniczenia prawdopodobnie nie powtórzą się w ciągu kolejnych trzech lat. Krajowy organ regulacyjny podejmuje ostateczną decyzję w tej sprawie, biorąc pod uwagę stopień uciążliwości ograniczeń i efektywność zastosowania wszystkich CMP.

Współpraca między krajowymi organami regulacyjnymi

11 grudnia 2018 r. została zawarta *Umowa między Rzeczpospolitą Polską a Królestwem Danii w sprawie projektu Baltic Pipe*. Umowa ta m.in. zobowiązywała właściwe organy regulacyjne umawiających się stron do ustalenia zasad współpracy dotyczących wykonywania ich zadań w odniesieniu do części infrastruktury projektu Baltic Pipe. Po trwających od 2020 r., pomiędzy Prezesem URE a duńskim organem regulacyjnym DUR negocjacjach, w 2021 r. strony podpisały Memorandum of Understanding (MoU). MoU uregulowało zasady współpracy regulatorów Polski i Danii w zakresie wykonywania ich zadań wobec infrastruktury projektu Baltic Pipe po jej oddaniu do użytkowania. Zasady te dotyczą m.in. wymiany informacji w zakresie funkcjonowania BP w kontekście norm ustanowionych przez prawo UE oraz prawo krajowe Danii i Polski.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnym planem rozwoju

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

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

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

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

Dodatkowo ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na prawnie wyodrębnionych OSD gazowych⁷⁶⁾ obowiązek opracowania programu budowy stacji⁷⁷⁾ oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji. Ustawa ta wdrożyła rządowy Plan rozwoju elektromobilności w Polsce oraz stanowi odpowiedź na propozycję działań legislacyjnych i celów rozwoju infrastruktury zawartych w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.

⁷⁶⁾ OSD gazowy, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

⁷⁷⁾ Zgodnie z postanowieniami art. 2 pkt 26 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych „stacja gazu ziemnego” jest rozumiana jako zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

W 2021 r. w trakcie budowy były wszystkie 23 stacje gazu ziemnego zawarte w ww. programie. W przypadku 20 stacji dokonano odbioru technicznego. Odbiór końcowy oraz zakończenie budowy wszystkich stacji objętych programem planowane jest na rok 2022. Przesunięcia terminów realizacji budowy stacji gazu ziemnego w stosunku do terminów pierwotnie zakładanych w programie związane jest głównie z epidemią koronawirusa (SARS-CoV-2). W związku z realizacją programu w 36 największych miastach w kraju będzie możliwość tankowania pojazdów silnikowych napędzanych CNG.

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2021 r. dotyczył 14 operatorów i jednego przedsiębiorstwa energetycznego nie będącego operatorem:

- OGP Gaz-System S.A.
- SGT EuRoPol GAZ S.A.
- PSG Sp. z o.o., jako spółki, która podlegała obowiązkowi prawnego wydzielenia oraz
- 11 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu, w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto w 2021 r. rozpatrywano wnioski o korektę planu rozwoju w związku ze znaczącymi zmianami w zakresie planowanych nakładów inwestycyjnych.

3 lipca 2021 r. weszła w życie ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093). Ustawa ta poprzez art. 1 pkt 26 lit. a nadała nowe brzmienie przepisowi art. 16 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten od 3 lipca 2021 r. brzmi następująco: „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w ust. 1, dla systemu przesyłowego, którego dotyczy powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, sporządza i corocznie aktualizuje wyłącznie operator tego systemu.”. Oznacza to w praktyce zmiany w zakresie sporządzania i aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe dla sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. tj. gazociągu „Jamał” wraz z infrastrukturą towarzyszącą. W świetle znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, od 3 lipca 2021 r. jedynym podmiotem uprawnionym do sporządzenia i aktualizacji przedmiotowego planu jest operator tego systemu, czyli obecnie OGP Gaz-System S.A., który na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. do 6 grudnia 2068 r. pełni tę rolę w formule ISO (ang. *Independent System Operator*).

Ponadto wyżej wymieniona nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła w art. 16 ust. 14a dyspozycję, określającą, że projekt aktualizacji planu rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe przedkłada się do uzgodnienia z Prezesem URE w terminie do 31 marca w roku, który jest drugim rokiem obowiązywania uzgodnionego planu rozwoju, niezależnie od daty jego uzgodnienia. Zmiana ta ma na celu doprecyzowanie i usprawnienie procesu uzgadniania planów rozwoju w aspekcie funkcjonalnym.

Dodatkowo, wspomniana nowelizacja w art. 16 ust. 15a transponuje do ustawy wymóg zamieszczania przez Operatorów uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju na swoich stronach internetowych. Jednocześnie przepis ten precyzuje, że z obowiązku publikacji wyłączone są szczegółowe informacje na temat finansowania inwestycji a także inne informacje prawnie chronione.

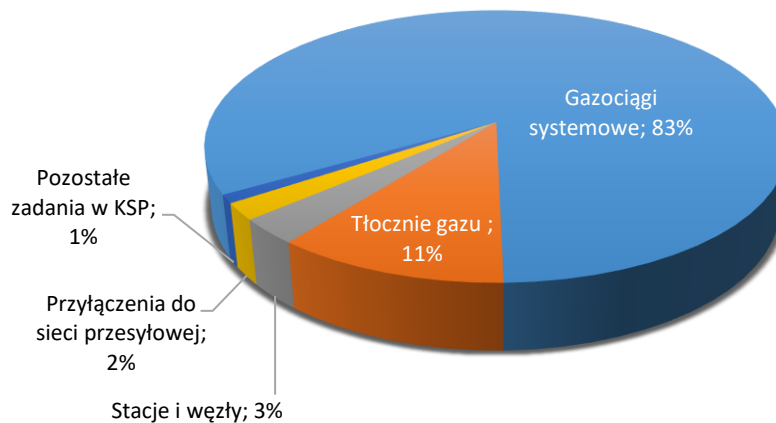
Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

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 ISO.

Część A tego planu rozwoju, zgodnie z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, podlega aktualizacji co 2 lata, natomiast część B przedmiotowego planu, zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, podlega corocznej aktualizacji.

W 2021 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029” (dalej: KDPR) uzgodniony 27 sierpnia 2019 r. Plan ten został szczegółowo opisany w sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2020. Natomiast 29 października uzgodniono aktualizację części B dotyczącą sieci powierzonych pn. „KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU; PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE; aktualizacja części B na lata 2021 – 2030; Warszawa, wrzesień 2020 r.”.

Rysunek 27. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2021 r.

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

Stopecień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 137 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2021 r.

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

- 1) gazociąg relacji Tworóg-Tworzeń o długości ok. 55,2 km i średnicy 1000 mm,
- 2) gazociąg relacji Pogórska Wola – Tworzeń, odc. I Pogórska Wola- Pałecznicza o długości ok. 56,0 km i średnicy 1000 mm,
- 3) gazociąg relacji Pogórska Wola – Tworzeń, odc. II Pałecznicza-Braciejówka o długości ok. 78,06 km i średnicy 1000 mm,
- 4) gazociąg relacji Strachocina-Pogórska Wola o długości ok 97,36 km i średnicy 1000 mm,
- 5) Węzeł Strachocina.

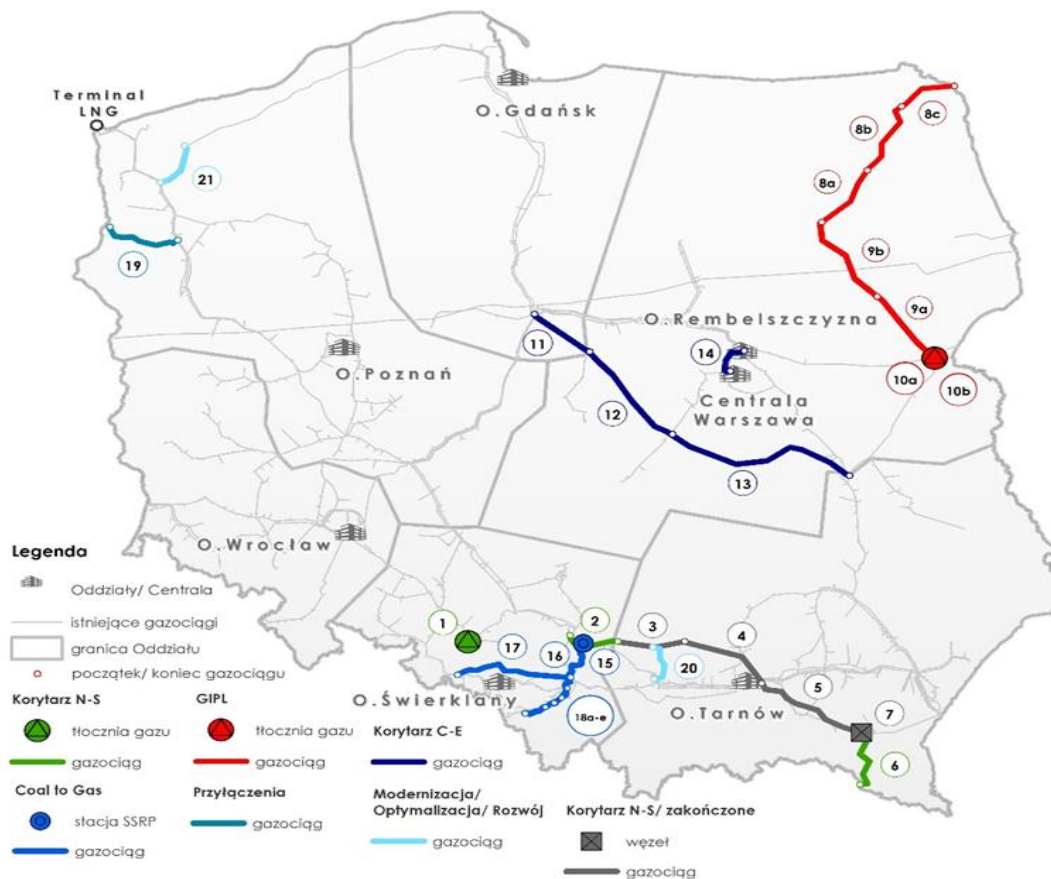
W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze rozwoju w 2021 r., OGP Gaz-System S.A. realizowała 261 zadań, z czego całkowicie zakończono 26. W roku sprawozdawczym OGP Gaz-System S.A. prowadziła 12 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie projektowania oraz 11 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie realizacji.

W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze bezpieczeństwa w 2021 r. ujęto 356 zadań, w tym 196 planowano do zakończenia we wskazanym roku, z czego zrealizowano 180 (91,8 proc.).

Tabela 25. Wykaz kluczowych inwestycji w 2021 r.

NR	NAZWA INWESTYCJI KLUCZOWEJ	FAZA
Korytarz N-S	1 Budowa Tłoczni Kędzierzyn	realizacji
	2 Gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń odc. 3 Braciejówka Tworzeń; DN=1000, L=34, 1 km	realizacji
	6 Gazociąg Polska - Słowacja; DN= 1000, L=61,3 km	realizacji
GIPL	8a Gazociąg Polska - Litwa, odcinek północny; Zadanie 1: DN=700, L=60,6 km	realizacji
	8b Gazociąg Polska-Litwa, odcinek północny; Zadanie 2: DN=700, L=76,9 km	realizacji
	8c Gazociąg Polska-Litwa, odcinek północny; Zadanie 3: DN=700, L=47,4 km	realizacji
	9a Gazociąg Polska-Litwa, odcinek południowy; Zadanie 1: DN=700; L=72,5 km	realizacji
	9b Gazociąg Polska-Litwa, odcinek południowy; Zadanie 2: DN=700, L=84,7 km	realizacji
	10a Dostosowanie Tłoczni Gazu Hołowczyce II	realizacji
	10b Nowy agregat sprężający TGH Hołowczyce	realizacji
Korytarz C-E	11 Gazociąg Gustorzyn-Wronów; Etap I: Gustorzyn - Leśniewice DN=1000; L=54,1 km	realizacji
	12 Gazociąg Gustorzyn-Wronów; Etap II: Leśniewice-Rawa Mazowiecka DN=1000; L=100,0	przetargowa WRB
	13 Gazociąg Gustorzyn-Wronów; Etap III: Rawa Mazowiecka - Wronów DN=1000; L=154,0 km	realizacji
	14 Gazociąg Rembelszczyzna-Mory; DN=700; L=29,0 km	projektowania
Coal to Gas	15 Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków; etap I	przetargowa WRB
	16 Gazociąg Oświęcim - Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową Oświęcim; etap II: DN=700, L=45,0 km	projektowania
	17 Gazociąg Racibórz-Oświęcim wraz z SSRP Suszec wraz z odgałęzieniem DN 300; DN=700; L=110,0 km	projektowania
	18a Gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim; etap I SSRP Oświęcim - węzeł Oświęcim - Zaborze; DN=500, L=0,55 km	projektowania
	18b Gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim; etap II: ZZU Wilanowice-ŚNO Oświęcim DN=500, L=19,65 km	projektowania
	18c Gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim; etap III: ZZU Komorowice - ZZU Wilanowice (bez ZZU); DN=500, L=10,8 km	projektowania
	18d Gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim; etap IV: ZZU Komorowice (bez ZZU) - ZZU Wapienica (bez ZZU) DN=500, L=7,5 km	projektowania
	18e Gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim; etap V: ŚNO Pogórze (wraz ze służą) - ZZU Wapienica DN=500, L=14,63 km	projektowania
Przyłączenia	19 Przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra; DN=700, L=63,0 km	przetargowa WRB
Modernizacja- Optymalizacja- Rozwój	20 Gazociąg Wężeń-Przewóz wraz ze Stacją Redukcyjno-Pomiarową Przewóz; DN=700, L= ok.45 km	projektowania
	21 Gazociąg Szczecin-Gdańsk; etap V: Goleniów - Płoty DN=700, L=41,9	realizacji
Korytarz N-S	3 Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń odc. 2 Pałecznicza - Braciejówka; DN=1000, L=56 km	zakończone
	4 Gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń odc. 1 Pogórska Wola - Pałecznicza; DN=1000, L=78,1 km	zakończone
	5 Gazociąg Strachocina-Pogórska Wola; DN=1000, L=97,4 km	zakończone
	7 Budowa Tłoczni Strachocina etap I Węzeł	zakończone

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 28. Lokalizacja kluczowych inwestycji – stan na 31.12.2021 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Pismem z 31 marca 2021 r. OGP Gaz-System S.A. przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE projekt planu rozwoju pn. „KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU SYSTEMU PRZESYŁOWEGO. PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE NA LATA 2022–2031; Warszawa, marzec 2021 r.”. Ostateczny materiał w sprawie zgromadzono 4 października. Spełniał on wymagania wynikające z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, w związku z czym pismem z 29 października 2021 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022–2031. Warszawa, październik 2021 r.”. Plan ten w zakresie sieci własnych OGP Gaz System S.A. zakłada dokończenie prowadzonych projektów spółki mających na celu rozbudowę połączeń międzysystemowych wymienionych we wcześniejszych Planach rozwoju.

Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony wyłącznie na lata 2021–2023. Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizacje urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, modyfikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w 2021 r. w zakresie budowy połączeń międzysystemowych

W ostatnim dziesięcioleciu zrealizowanych zostało kilka znaczących projektów inwestycyjnych o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, dotyczących utworzenia nowych połączeń transgranicznych lub rozszerzenia funkcjonalności połączeń istniejących,

co otwiera dodatkowe możliwości realizacji dostaw gazu do Polski z alternatywnych kierunków. Przed 2021 r. działania obejmowały rozbudowę połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i budowę połączenia na granicy z Czechami (Cieszyn), z kolei w 2021 r. rozpoczęto realizację połączeń także z Litwą (Santaka) Słowacją (Veľké Kapušany-Strachocina) oraz z Danią (gazociąg Baltic Pipe). Realizowanych jest także szereg działań mających na celu zwiększenie zdolności importowych w zakresie gazu LNG takich jak zwiększenie mocy regazyfikacji terminalu w Świnoujściu do 8,3 mld m³/rocznie, a także budowa nowej jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej. W tym zakresie należy także odnotować dokonane w 2021 r. połączenie spółki OGP Gaz-System S.A. ze spółką Polskie LNG S.A., na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych. W wyniku przeprowadzonego przez OGP Gaz-System S.A. procesu integracji, począwszy od 31 marca 2021 r. wszystkie omawiane poniżej gazowe projekty transgraniczne są realizowane w ramach jednego podmiotu.

Proces rozbudowy połączeń transgranicznych, pomimo niewątpliwego przyczynienia się do poprawy sytuacji, nie został jeszcze ukończony i wymaga kontynuacji. Współpraca z innymi państwami w tym zakresie w znaczącej mierze jest wspierana 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.

19 listopada 2021 r. Komisja Europejska opublikowała piątą listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania⁷⁸⁾. Wśród projektów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw naszego regionu znalazł się na niej gazociąg Baltic Pipe, a także terminal FSRU w Gdańsku do rozładunku LNG.

Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)⁷⁹⁾

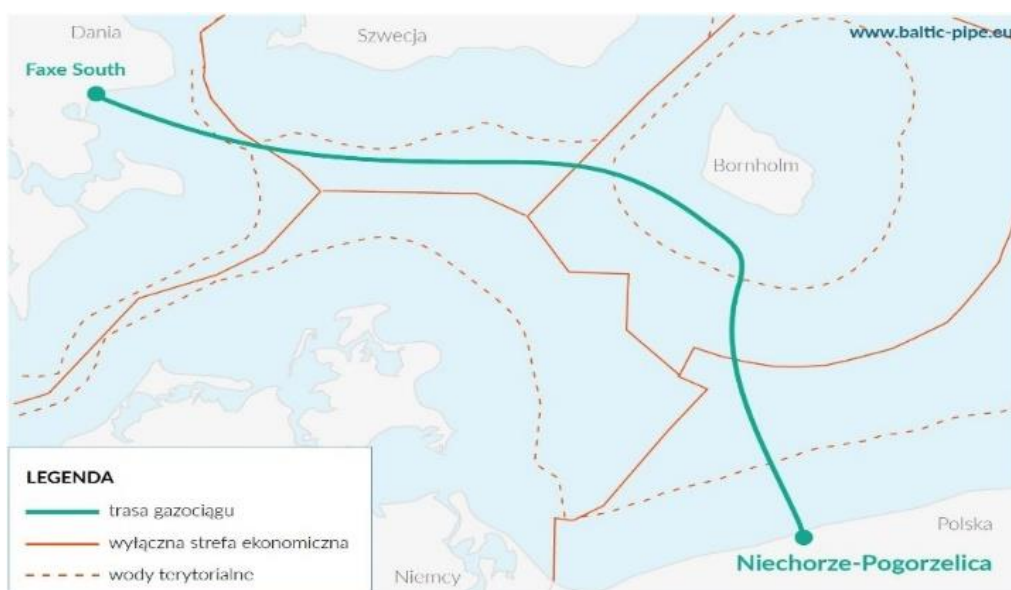
Stronami projektu Baltic Pipe są OGP Gaz-System S.A. i Energinet, duński operator systemu przesyłowego. Projekt połączenia gazowego Polska-Dania zakłada budowę gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Korytarz Norweski (w którym poza OGP Gaz-System S.A. i Energinet uczestniczy także norweski OSP Gassco) ma na celu stworzenie technicznych możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski (Baltic Pipe) oraz w dalszej perspektywie do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Program Baltic Pipe PL składa się z dwóch kluczowych obszarów:

- części morskiej, która wiąże się z wybudowaniem gazociągu podmorskiego, łączącego duński system przesyłowy z polskim systemem przesyłowym,
- części lądowej wiążącej się z wybudowaniem nowej i rozbudową istniejącej infrastruktury w Polsce, która zapewni możliwość odbioru gazu (budowa tłoczni i gazociągów).

⁷⁸⁾ https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en#the-pci-lists

⁷⁹⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/>

Rysunek 29. Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski

Źródło: OGP Gaz System S.A.

Realizacja projektu Baltic Pipe znajduje się obecnie na zaawansowanym etapie. W części morskiej (Offshore) w 2021 r. realizowanej przez OGP Gaz-System S.A., zakończono budowę mikrotuneli w Polsce i Danii. Wciągnięto gazociąg do mikrotuneli oraz wykonano operację połączenia dwóch części gazociągu (above water tie-in) w Polsce i Danii. W listopadzie 2021 r. zakończono układanie gazociągu podmorskiego, o łącznej długości ok. 275 km. W okresie 2021 r. wykonano także pogłębienie dna morskiego i usunięto głazy w miejscu zasypywania gazociągu, a także zakończono zrzut materiału skalnego przed i po ułożeniu gazociągu. Ponadto wykonano i zabezpieczono miejsce skrzyżowania Baltic Pipe z gazociągami Nord Stream 1 i Nord Stream 2.

W części lądowej projektu (onshore) w 2021 r. zakończono dostawy inwestorskie dla wszystkich projektów składowych oraz kontynuowano budowę infrastruktury przesyłowej (2 gazociągi lądowe i trzy tłocznie gazu). W zakresie gazociągów prowadzono prace w części liniowej (spawanie, układanie, zasypywanie gazociągów) oraz prace na obiektach technologicznych. Wykonano większość przejść bezwykopowych oraz rozpoczęto próby szczelności gazociągów. Z kolei w zakresie tłoczni gazu posadowiono na fundamentach wszystkie agregaty sprężarkowe oraz zakończono budowę kluczowych budynków. Rozpoczęto także montaż pozostałego wyposażenia.

OGP Gaz System S.A. planuje, że częściowe oddanie połączenia do eksploatacji nastąpi do 1 października 2022 r. z przepustowością odpowiadającą ok. 2-3 mld m³ gazu/rocznie. Zakłada się, że uzyskanie pełnej przepustowości tj. 10 mld m³ gazu nastąpi do 1 stycznia 2023 r.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej⁸⁰⁾

Nowy Terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Zakłada się wybudowanie terminala przystosowanego do re-gazyfikacji na poziomie 6,1 mld Nm³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Zakres Programu:

- gazociąg Bogatka – FSRU DN 1000 o długości ok. 7 km,
- gazociąg Kolnik – Bogatka DN 1000 o długości ok. 35 km,

⁸⁰⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/>

- gazociąg Kolnik – Gustorzyn DN 1000 o długości ok. 214 km,
- gazociąg podmorski łączący FSRU z miejscem lądowania DN1000.

W 2021 r. kontynuowano projektowanie i uzyskiwanie decyzji administracyjnych dla trzech gazociągów lądowych, które mają w przyszłości rozprowadzić gaz z rejonu Gdańska do odbiorców w Polsce. Jak wskazała OGP Gaz-System S.A. prowadzone były dalsze prace analityczne związane z potrzebą określenia parametrów technicznych i lokalizacyjnych jednostki FSRU. Rozpoczęto postępowania zakupowe mające na celu zlecenie Doradztwa Technicznego oraz prac projektowych wraz z przeprowadzeniem badań i uzyskaniem pozwoleń łącznie z Pozwoleniem na Budowę dla części morskiej.

We współpracy z Urzędem Morskim w Gdyni stworzono roboczy projekt wieloletniego planu finansowania falochronu osłonowego dla jednostki FSRU, a także powołano zespoły robocze do bieżącej współpracy. Uzgodniono wstępną lokalizację falochronu osłonowego oraz nabrzeża. Zakończono spotkania konsultacyjne z firmami, które brały udział we wcześniejszym etapie badania rynku (Market Screening). Konsultacje dotyczyły modelu świadczenia usług na Terminalu FSRU.

W listopadzie 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. rozpoczęła 1 Fazę wiążącej procedury Open Season FSRU, której celem jest weryfikacja zainteresowania uczestników rynku mocą regazyfikacji Terminalu. Procedura składa się z dwóch faz. Celem uruchomionej obecnie Fazy 1 jest uzyskanie od Uczestników wiążących Zamówień, mających na celu zagwarantowanie rezerwacji mocy regazyfikacji na odpowiednim poziomie w Fазie 2, planowanej w II kwartale 2023 r. Złożone Zamówienia pozwolą na przystąpienie przez OGP Gaz-System S.A. do rozpoczęcia etapu właściwego projektowania Terminalu LNG.

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

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu⁸¹⁾

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do wielkości 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.

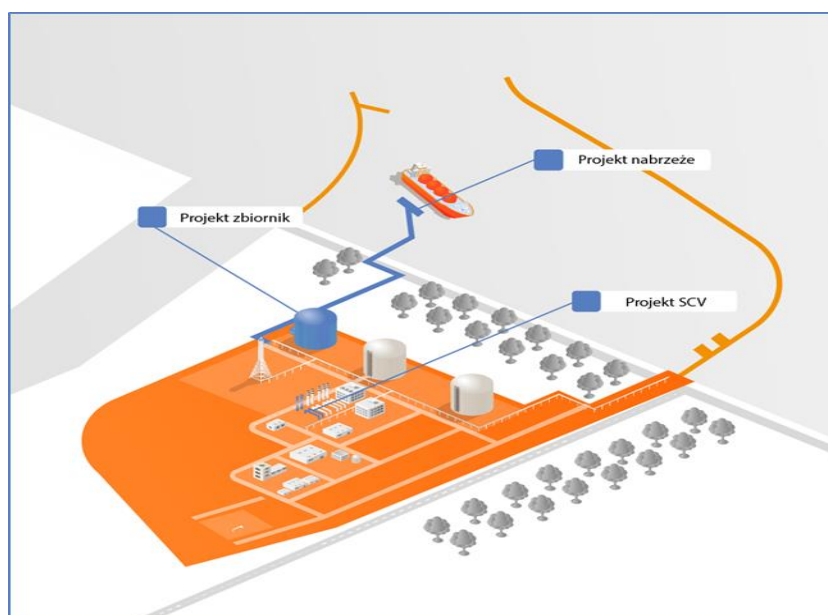
W 2021 r. w ramach rozbudowy SCV zakończyły się dostawy regazyfikatorów i pomp niskiego oraz wysokiego ciśnienia. Przeprowadzono montaż niezbędnych instalacji i ciągu pomiarowego, zakończono prace związane z zabezpieczeniem ogniochronnym. 23 grudnia 2021 r. w wyniku realizowanych prac, OGP Gaz-System S.A. uzyskała decyzję o udzieleniu pozwolenia na użytkowanie obiektów budowlanych. Od 1 stycznia 2022 r. spółka świadczy usługę regazyfikacji na zwiększonym poziomie, tj. 6,2 mld m³ gazu rocznie.

W zakresie budowy dodatkowego zbiornika na skroplony gaz ziemny, w 2021 r. zakończyły się dostawy materiałów, w tym stali kriogenicznej zbrojeniowej oraz zakończono budowę płyty fundamentowej. Rozpoczęto także wznoszenie ściany w technologii deskowania ślizgowego po zakończeniu dostaw. 30 września 2021 r. zakończono prace związane z betonowaniem ściany zbiornika. Prowadzona była prefabrykacja elementów dachu stalowego i ringu sprężającego. Po zakończeniu relokacji do wnętrza zbiornika wszystkich segmentów dachu, rozpoczęło się spawanie elementów.

W Projekcie Nabrzeże zakończono prace związane z przygotowaniem terenu budowy. Jak przekazała spółka realizowano w 100 proc. zakres prac związany z prowadzeniem robót kafarowych w części morskiej i lądowej. Złożone zostały zamówienia na dostawę urządzeń, w tym m.in. morskich ramion przeładunkowych.

Zakończenie inwestycji planowane jest na rok 2023.

⁸¹⁾ <https://www.polskielng.pl/terminal-lng/program-rozbudowy-terminalu-lng/>

Rysunek 30. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Ponadto w ramach poprzednich list PCI⁸²⁾ przeprowadzono szereg inwestycji, których korzyści zmaterializowały się w pierwszej połowie 2022 r. i które wydatnie przyczyniają się do zwiększenia integracji systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej. Wynikiem tych działań jest powstanie połączeń międzysystemowych z Litwą (gazociąg GIPL), a także Słowacją.

Projekt połączenia Polska-Słowacja (element korytarza Północ-Południe)⁸³⁾

Celem projektu jest budowa nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i słowacki operator systemu przesyłowego – Eustream a.s. Połączenie Polska-Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową korytarza północ-południe. Połączenie to stanowi istotny element gazowych połączeń międzysystemowych północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas) i przyczyni się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w regionie. W wyniku realizacji projektu, kraje tego regionu uzyskają bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Połączenie Międzysystemowe Polska-Litwa) oraz z Norwegii (z planowanego gazociągu Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwoli to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Projekt będzie miał także pozytywny wpływ na zacieśnianie współpracy pomiędzy Polską i Słowacją.

Nowy interkonektor połączy systemy przesyłowe obu krajów: słowacką tłocznię gazu w miejscowości Veľké Kapušany z węzłem gazu w miejscowości Strachocina (województwo podkarpackie). Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja obejmuje także niezbędną rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce oraz budowę stacji pomiarowej w pobliżu granicy SK-PL po stronie słowackiej. Długość całego połączenia wyniesie 164 km. Dzięki tej inwestycji możliwe będzie sprowadzenie do Polski gazu w ilości 5,7 mld m³ gazu rocznie, a w stronę Słowacji będzie można przesłać 4,7 mld m³ w skali roku.

W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. zakończyła prace na budowie polskiego odcinka gazociągu. 3 sierpnia 2021 r. spółki OGP Gaz-System S.A. i Eustream a.s na granicy Polski ze Słowacją wykonały symboliczny „złoty spaw” na gazociągu, który łączy systemy gazowe obu krajów. 13 października 2021 r.

⁸²⁾ https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en

⁸³⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-slowacja/>

uzyskano decyzję o Pozwoleniu na Użytkowanie części polskiej. Choć fragment gazociągu realizowany po stronie słowackiej odnotował opóźnienie, z uwagi na problemy z wykonawcą południowego odcinka, Operator podał do wiadomości⁸⁴⁾, że obecnie prace budowlane zostały zakończone. Gazociąg został nagazowany i prowadzone są testy jego funkcjonalności. Odbiór końcowy interkonektora nastąpi na przełomie II i III kwartału 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)⁸⁵⁾

Realizacja gazowego międzysystemowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa ma na celu połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Litwy, a w konsekwencji także pozostałych krajów bałtyckich z europejską siecią gazową. Połączenie to wpisuje się w główne założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej (priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP) i ma służyć rozwiązaniu problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu oraz zakończeniem izolacji państw bałtyckich od rynku gazu UE. Stronami bezpośrednio odpowiedzialnymi za jego realizację są: OGP Gaz-System S.A. i AB Amber Grid (operator litewskiego systemu przesyłowego). Gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa ma długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie.

Na budowie połączenia międzysystemowego Polska-Litwa w 2021 r. przeprowadzono finalny etap realizacji. 22 października 2021 r. wykonano symboliczne połączenie systemów gazowych obu krajów na granicy Polski z Litwą. W grudniu 2021 r. zostało przeprowadzone odpowietrzenie i nagazowanie odcinka między stacją po stronie litewskiej (SRP Santaka), a pierwszym zespołem zaporowo-upustowym po stronie polskiej (ZZU Sankury). Prowadzono także pozostałe prace związane z nagazowaniem i rozruchem gazociągu oraz przywracaniem terenu inwestycji do stanu pierwotnego tj. zahumusowanie, prace porządkowe, przekazywanie działek właścicielom. Przesył gazu poprzez interkonektor rozpoczął się w 2022 r.

Należy pamiętać, że ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Obiekt ten ma za zadanie umożliwienie rozprowadzenia gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in. w kierunku Litwy (GIPL). W lutym 2020 r. wydano pozwolenie na budowę tłoczni gazu w Gustorzynie zaś pod koniec 2020 r. OGP Gaz-System S.A. zawarła umowy z wykonawcą robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego budowy tłoczni Gustorzyn. W 2021 r. kontynuowano prace budowlane związane m.in. z wykonaniem fundamentów i instalacją trzech agregatów sprężarkowych wraz z kominami. prowadzono prace ziemne, żelbetowe, murarskie oraz instalacyjne w zakresie budynku stacji redukcyjno-pomiarowej, budynku energetycznego, a także w zakresie pozostałych obiektów technologicznych. Przekazanie tłoczni do eksploatacji jest przewidywane w 2022 r.

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 równie 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.

W 2021 r. nie wpłynęły skargi na operatora systemu przesyłowego, magazynowego, LNG lub dystrybucyjnego, odnoszące się do obowiązków tych operatorów wynikających z przepisów dyrektywy 2009/73/WE.

⁸⁴⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2022/maj/26-05-2022-gaz-system-interkonektor-gazowy-polska-slowacka-jest-juz-nagazowany.html>

⁸⁵⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/inwestycje/korytarz-centrum-wschod/polska-litwa.html>

4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

Rozporządzenie NC TAR

W 2021 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to weszło w życie 6 kwietnia 2017 r. za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, stosowanych od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci”, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 Kodeksu taryfowego.

Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długoterminowej lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Pierwszym okresem taryfowym objętym tą regulacją był rok 2019.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych w 2020 r. oraz w 2021 r. świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol Gaz S.A.⁸⁶⁾ były stosowane postanowienia *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*⁸⁷⁾ oraz *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*⁸⁸⁾

Powyższe metody wyznaczania cen referencyjnych zostały zatwierdzone stosownie do przepisu art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, zgodnie z którym Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do 31 marca 2019 r.) był zobowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą metod wyznaczania cen referencyjnych, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR w zakresie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol Gaz S.A.

W okresie od 14 października do 14 grudnia 2020 r., Prezes URE po raz trzeci konsultował kwestie, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, dotyczące m.in. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej⁸⁹⁾. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęły opinie: PGNiG S.A. i Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Decyzja dotycząca aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c rozporządzenia NC TAR, z uwzględnieniem wymagań art. 41 ust. 6 lit. a dyrektywy 2009/73/WE oraz stanowisk organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich UE, została wydana 5 marca 2021 r.⁹⁰⁾ Jej postanowienia zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2022 r.

⁸⁶⁾ OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego dla sieci będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT, natomiast taryfa dla usług przesyłania paliw gazowych jest kalkulowana przez właściciela sieci.

⁸⁷⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczenie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

⁸⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczenie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

⁸⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Prezes-URE-rozpoczyna-konsultacje-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowyc.html>

⁹⁰⁾ Informacja Prezesa URE nr 11/2021 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Konsultacje-Prezesa-URE-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowyc-taryf-ga.html>

Stosownie do art. 28 ust. 2 rozporządzenia NC TAR, ww. konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym. W myśl definicji zawartej w art. 3 pkt 23 rozporządzenia NC TAR, okres taryfowy oznacza okres, w którym obowiązuje określony poziom ceny referencyjnej, trwający co najmniej jeden rok i nie dłużej niż okres regulacyjny. W związku z tym, że taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku. 6 marca 2020 r. Prezes URE wydał i opublikował komunikat⁹¹⁾ dotyczący poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c rozporządzenia NC TAR. Komunikat ten został uwzględniony w kalkulacji taryf na 2021 r.

Ponadto OGP Gaz-System S.A. opublikowała na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w art. 30 rozporządzenia NC TAR⁹²⁾, dotyczące taryfy nr 14 (na 2021 r.) na 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego. Do wykonywania tych publikacji OGP Gaz-System S.A. została wyznaczona decyzją Prezesa URE z 27 października 2017 r.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia 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 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.

Tabela 26. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa*		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany**	
				ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane		
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	MWh /rok	101 315 733	21 939 280	61 950 853	421 744	39 364 880	21 517 536	6 230 778	421 744	55 720 075
				mln m ³ /rok	9 087	1 968	5 592	38	3 495	1 930	628	38	4 964
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (we)	Polska	MWh /rok	17 776 668	12 687 620	8 720 141	37 200	9 056 527	12 660 420	2 646 246	37 200	6 073 895
				mln m ³ /rok	1 616	1 154	782	3	834	1 151	242	3	540
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (wy)	Niemcy	MWh /rok	4 915 446	12 861 222	361	0	4 915 085	12 861 222	0	0	7 056
				mln m ³ /rok	447	1 169	0	0	447	1 169	0	0	1
Net4Gas	Czechy	Cieszyn WY	Czechy	MWh /rok	0	6 593 915	0	120	0	6 593 795	0	0	120
				mln m ³ /rok	0	587	0	0	0	587	0	0	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn WE	Polska	MWh /rok	6 593 915	1 393 715	6 368 567	0	225 348	1 393 715	1 963 839	0	4 404 728
				mln m ³ /rok	587	124	567	0	20	124	176	0	391
Severomora vske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	MWh /rok	15 794	15 794	0	0	15 794	15 794	0	0	3 899
				mln m ³ /rok	1	1	0	0	1	1	0	0	0
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (we)	Polska	MWh /rok	49 494 000	21 978 319	45 363 353	603 372	4 130 647	21 374 947	914 472	603 372	44 448 881
				mln m ³ /rok	4 380	1 945	4 014	53	366	1 892	101	53	3 913
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh /rok	2 665 580	1 875 779	1 207 676	0	1 457 904	1 875 779	254 516	0	953 160
				mln m ³ /rok	237	166	107	0	130	166	22	0	85
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh /rok	61 703 250	28 630 308	41 261 473	92 329	20 441 777	28 537 979	2 377 302	92 329	38 884 171

⁹¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/-2019/8439,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>.

⁹²⁾ <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/publikacja-nc-tar/>

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw		Całkowita zdolność przesyłowa*		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany**
					ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
				mln m ³ /rok	5 475	2 540	3 661	8	1 814	2 532	196	8	3 465
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (wy)	Ukraina	MWh /rok	0	56 624 119	0	12 862 927	0	43 761 192	0	12 036 791	826 136
				mln m ³ /rok	0	5 011	0	1 138	0	3 873	0	1 065	73
Gascade	Niemcy	Mallnow SGT WY	Niemcy	MWh /rok	339 997 491	33 000 672	279 377 743	1 581 925	60 619 748	31 418 747	28 201 844	1 581 925	251 175 899
				mln m ³ /rok	32 939	3 197	27 066	153	5 873	3 044	1 973	153	25 093
Gascade	Niemcy	Mallow SGT WE	Polska	MWh /rok	67 452 000	55 803 013	42 443 871	641 768	25 008 129	55 161 245	14 564 783	641 768	27 879 088
				mln m ³ /rok	6 535	5 406	4 112	62	2 423	5 344	1 637	62	2 475
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh /rok	374 901 072	2 687 160	315 694 809	2 687 160	59 206 263	0	33 910 278	2 687 160	281 784 531
				mln m ³ /rok	36 321	260	30 585	260	5 736	0	5 492	260	25 093
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers	Polska/SGT	MWh /rok	0	87 346 135	0	0	0	87 346 135	0	0	0
				mln m ³ /rok	0	7 941	0	0	0	7 941	0	0	0

* Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

** Przesył zrealizowany liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Zdolności ciągłe i przerywane były oferowane przez operatora zgodnie z wytycznymi kodeksu określającego zasady alokacji zdolności przesyłowych.

Produkty zdolności powiązanej w 2021 r. były oferowane w punktach połączeń międzysystemowych – w Cieszynie (połączenie z Czechami) oraz PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym) na platformie aukcyjnej GSA. Od 6 lipca 2020 r., zgodnie z decyzją ACER 10/2019⁹³⁾, przepustowość połączeń na granicy polsko-niemieckiej w punktach GCP Gaz-System/ONTRAS oraz Mallnow, jest oferowana jako powiązana na platformie aukcyjnej RBP. Pozostałe produkty w punktach międzysystemowych były oferowane na Platformie GSA.

W okresie sprawozdawczym proces zamawiania przepustowości na Platformie GSA i RBP przebiegał bez zakłóceń.

Na podstawie przepisów rozporządzenia CAM NC, Prezes URE 29 kwietnia 2021 r. zatwierdził propozycje projektów przepustowości przyrostowych dla dwóch połączeń międzysystemowych na granicy polsko-niemieckiej tj. w punkcie GCP Gaz-System/ONTRAS łączącym Krajowy System Przesyłowy i Trading Hub Europe oraz w punkcie Mallnow łączącym System Gazociągów Tranzytowych i Trading Hub Europe. W tym samym dniu zatwierdzony został również projekt przepustowości przyrostowych dla połączenia Polska-Czechy (punkt Cieszyn). Następnie OGP Gaz-System S.A. została zobowiązana wydanymi przez Prezesa URE decyzjami do przeprowadzenia testów ekonomicznych dla powyżej wskazanych projektów przepustowości przyrostowej.

W okresie od 5 lipca do 30 sierpnia 2021 r., OGP Gaz-System S.A. przeprowadziła na Platformie GSA, trzecie niewiążące badanie zapotrzebowania rynku na zdolność przyrostową pomiędzy polskim i sąsiadującymi systemami przesyłowymi, dla następujących kierunków:

- Połączenie międzysystemowe Polska – Niemcy (Trading Hub Europe),
- Połączenie międzysystemowe Polska SGT – Niemcy (Trading Hub Europe),
- Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Ukraina.

⁹³⁾ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2010-2019%20on%20-gas%20capacity%20booking%20platform-Non-confidential%20-%20Clerical%20Mistake%20Corrigendum_1.pdf

Kolejnym etapem procesu uzyskiwania zdolności przyrostowej, zgodnie z rozporządzeniem CAM NC, zostaną objęte jedynie dwa projekty:

- projekt zdolności przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Ukrainy,
- projekt zdolności przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia BAL NC

Od 2020 r., po zakończeniu stosowania okresów przejściowych, w Polsce stosowany jest docelowy model rynku wynikający z przepisów rozporządzenia BAL NC. Bilansowanie systemu przesyłowego oraz rozliczenia z tytułu niezbilansowania handlowego dla obszarów bilansowania, dla których OGP Gaz-System S.A. pełni rolę operatora systemu przesyłowego, prowadzone są zgodnie z wymogami rozporządzenia BAL NC. W 2021 r. nie zaszła zmiana w stosunku do 2020 r. w zakresie poziomu opłat za bilansowanie.

OGP Gaz-System S.A. podejmując działania bilansujące, zgodnie z IRiESP, w każdym z trzech obszarów bilansowania, w pierwszej kolejności korzysta ze standardowych produktów krótkoterminowych. Wyłącznie w przypadku, gdy standardowe produkty krótkoterminowe nie zapewnią możliwości bilansowania systemu, wówczas OGP Gaz-System S.A. może skorzystać z usług bilansujących. W ramach obszaru bilansowania gazu ziemnego wysokometanowego E, w 2021 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 dokonał zakupu 843 GWh (169 działań bilansujących) oraz sprzedaży 936 GWh (195 działań bilansujących). W ramach obszaru bilansowania SGT oraz Lw, OGP Gaz-System S.A. nie podejmowała działań bilansujących w 2021 r.

Decyzją z 24 września 2021 r. Prezes URE ponownie wyraził zgodę na prowadzenie obrotu gazem na sąsiadującym obszarze bilansowania Trading Hub Europe (do 30 września 2021 r. funkcjonujący jako obszar rynkowy GASPOOL, a od 1 października połączony z obszarem rynkowym Net-Connect-Germany w jeden niemiecki obszar rynkowy pn. Trading Hub Europe) i na sąsiadującym obszarze bilansowania funkcjonującym na terenie Republiki Czeskiej oraz na przesyłanie gazu do i z tych tego obszarów bilansowania (w tym również przesyłanie gazu z obszaru bilansowania Trading Hub Europe przez obszar bilansowania funkcjonujący na terenie Republiki Czeskiej), w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania obszarów bilansowania, dla których OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego, tj. obszaru bilansowania gazu wysokometanowego Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) oraz obszaru bilansowania polskiego odcinka gazociągu jamalskiego (SGT), a także zgody na prowadzenie obrotu gazem na platformie prowadzonej przez TGE S.A. w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego KSP i na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania obszaru SGT. Zgoda została udzielona na okres od 1 października 2021 r. od godziny 6:00 do 1 października 2022 r. do godziny 6:00. Wydana zgoda jest uzasadniona ograniczonymi godzinami funkcjonowania platformy obrotu w obszarach bilansowania, dla których OGP Gaz-System S.A. pełni rolę OSP, oraz brakiem 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 2021 r. OGP Gaz-System S.A. nie podejmowała działań na sąsiadujących obszarach bilansowania.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia IO NC

W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuowała współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS, s.r.o., niemieckimi GASCADE Gastransport GmbH i Ontras Gastransport GmbH, oraz ukraińskim LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine” (od 1 lipca 2020 r. na zasadach z nowego porozumienia międzyoperatorskiego zawartego 5 czerwca 2020 r. pomiędzy OGP Gaz-System S.A. i LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine”), zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich.

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

- publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/punkty-oba/>
- 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, oparte na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów (EDI), w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/edigs/>
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/protokol-as4/>
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dot. liczby Wobbego oraz ciepła spalania
<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>
Wszystkie informacje ww. udostępniane są również w języku angielskim.

4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

4.2.1. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 190,4 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 40,7 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2021 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe.

Tabela 27. Struktura dostaw gazu w 2021 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
Dostawy z zagranicy	190,4
Wydobycie ze źródeł krajowych	40,7
Zmiana stanu zapasów	-4,7

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

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 490,5 TWh gazu wysokometanowego i 8,2 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 28. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2021 r. [TWh]

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem		490,5	8,2
z tego:	kopalnie i odazotownie	20,7	3,6
	magazyny	23,0	0,0
	dostawy spoza UE	366,1	0,0
	dostawy z UE	38,4	0,0
	terminal LNG	40,7	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,6	4,6
Wyjście z systemu razem		490,5	8,2
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	1,2
	magazyny	27,7	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	155,1	6,8
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	52,7	0,2
	dostawy do UE [MWh]	251,2	0,0
	dostawy poza UE	0,8	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	3,0	0,0

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

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

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2021 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 180 podmiotów wobec 185 na koniec 2020 r. Natomiast 87 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 99,9 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 29. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2021 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	476,5	376,6	99,9
Hurtowa sprzedaż gazu	196,1	139,4	56,7

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 2021 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).

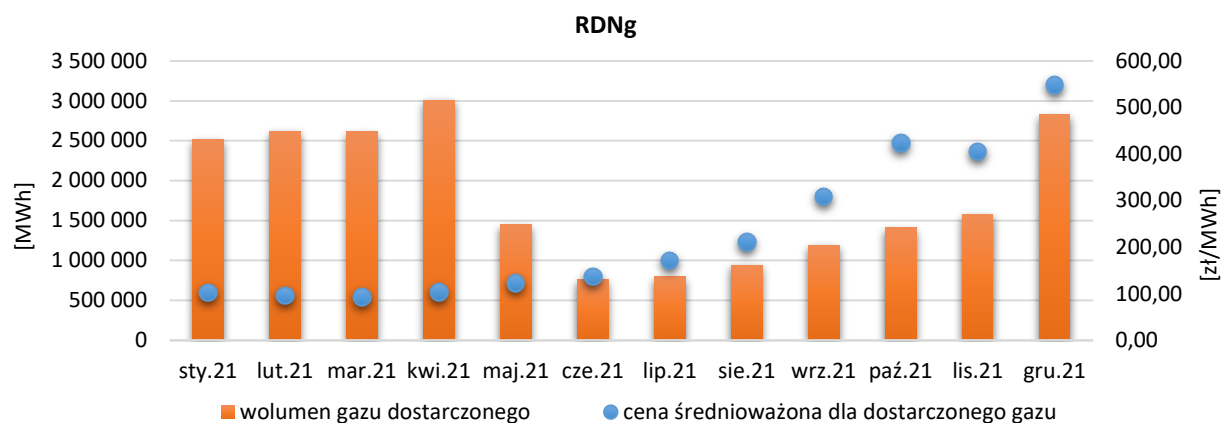
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na Ryнку Dnia Następnego gazu 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 2 dni poprzedzające okres dostawy.

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

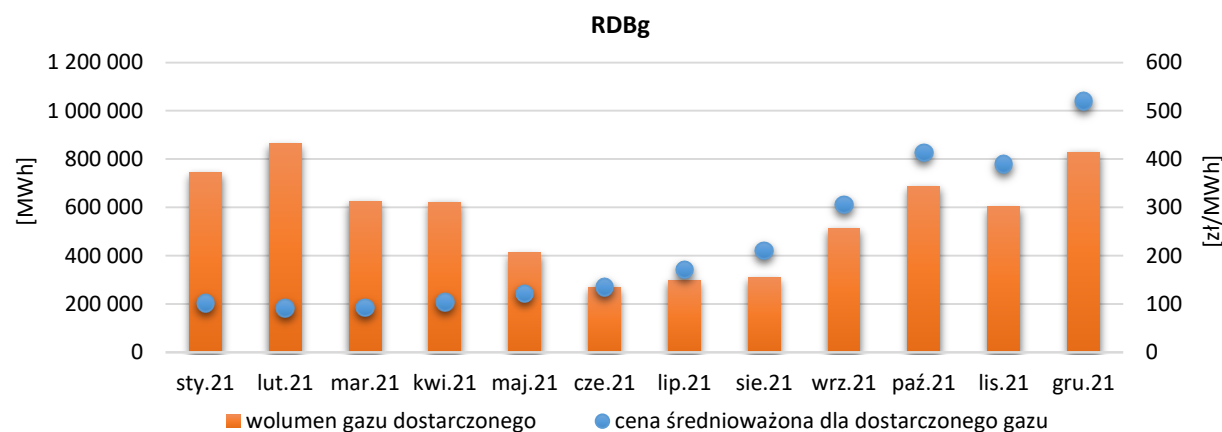
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

Rysunek 31. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2021 r.



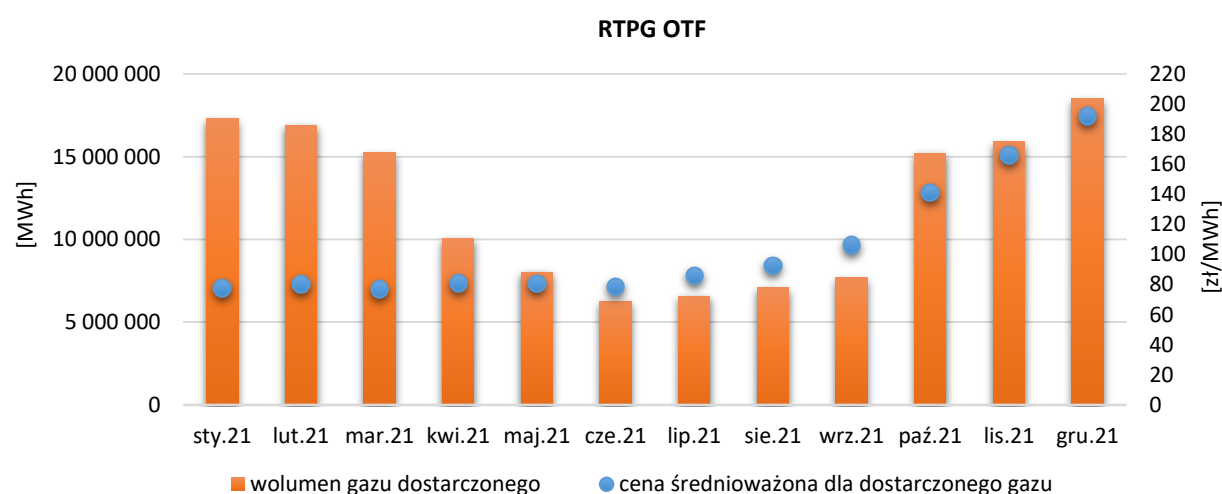
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 32. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2021 r.



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

Rysunek 33. 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 2021 r.



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

W 2021 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 173 198 809 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 130,62 zł/MWh (21 696 044 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 222,69 zł/MWh, 6 771 099 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 234,58 zł/MWh i 144 731 666 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 111,96 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2021 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC, niezależnie od daty zawarcia kontraktu, dostarczono 16,4 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 128,47 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 30. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC, sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2021 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	77,74	86,04	121,58	197,49
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	81,42	87,54	118,76	209,78
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	85,72	102,40	211,24	371,49

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 podażowej, na koniec 2021 r., 133 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP umożliwiające sprzedaż na rynku detalicznym (spadek o 28 w stosunku do 2020 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej – PSG Sp. z o.o. – liczba umów wyniosła 73. 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 12, a w sieci największego OSD – PSG Sp. z o.o. – aktywną działalność sprzedażową (przynajmniej jedna ważna umowa z odbiorcą) prowadziło 44 sprzedawców gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2021 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 27 spółek obrotu gazem ziemnym oraz 11 największych operatorów systemów dystrybucyjnych. Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 6 750 806 odbiorców (7 093 643 punkty poboru gazu) w zakresie gazu wysokometanowego oraz 372 701 odbiorców (392 303 punkty poboru gazu) w zakresie gazu zaazotowanego.

W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła natomiast 206 626 689 MWh, z czego najwięcej, bo aż 61 proc., trafiło do odbiorców przemysłowych, a 28,7 proc. do gospodarstw domowych. Sprzedaż ogółem wzrosła o ok. 2,75 proc., przy czym największy wzrost sprzedaży odnotowano w sektorze użyteczności publicznej, usług i handlu (45,6 proc.), gospodarstw domowych (18,8 proc.) oraz rolnictwa (14,9 proc.). Najbardziej prawdopodobną przyczyną wzrostu sprzedaży gazu ziemnego w tych segmentach jest realizacja polityki państwa w zakresie ochrony klimatu, np. w ramach programu „Czyste powietrze” (wymiana lub likwidacja wysokoemisyjnych źródeł ciepła na niskoemisyjne) oraz przestawianiem gospodarki na paliwa inne niż węgiel (także w procesie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej). Ponadto upowszechnienie pracy zdalnej w sytuacji utrzymującej się kolejny rok pandemii zapewne

przyczyniło się do wzrostu zużycia gazu w gospodarstwach domowych. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

Tabela 31. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2021 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego			
	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	23 260 482	183 366 207	206 626 689
z tego: przemysł	14 113 340	112 023 786	126 137 126
rolnictwo	155 557	478 931	634 488
usługi i handel	4 984 123	10 655 189	15 639 312
użyteczność publiczna	1 140 150	3 810 395	4 950 545
gospodarstwa domowe	2 867 312	56 397 906	59 265 218
Zużycie własne	99 288	1 900 000	1 999 288
Łącznie	23 359 770	185 266 207	208 625 977

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

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł 88,74 proc. i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o nieco ponad 3 punkty procentowe. Wzrósł także udział podmiotów z GK PGNiG w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG), osiągając poziom 19,25 proc. Wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego utrzymuje się od 2017 r. Podobnie jak dla całego rynku gazu, największy wzrost udziałów podmiotów z GK PGNiG miał miejsce w obszarze użyteczności publicznej i dostaw dla gospodarstw domowych. Należy mieć przy tym na względzie, że sprzedawca PGNiG OD Sp. z o.o. (z GK PGNiG) pełni funkcję sprzedawcy z urzędu w obrębie sieci PSG Sp. z o.o. i OGP Gaz-System S.A. oraz funkcję sprzedawcy rezerwowego w przewidzianych prawem sytuacjach lub ze wskazania odbiorcy. Zatem jako podmiot zobowiązany do zawarcia umowy sprzedaży, odegrał szczególną rolę w okresie gwałtownych wzrostów cen gazu ziemnego w II połowie 2021 r., co także przyczyniło się do wzrostu udziału rynkowego tego sprzedawcy, po zaprzestaniu działalności i/lub wypowiedzeniu umów przez inne spółki obrotu. Pozostałe 11,26 proc. sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. Wartość udziału pozostałych sprzedawców waha się w poszczególnych sektorach gospodarki od 31,87 proc. w sektorze usług i handlu (w 2020 r. udział ten wyniósł 27,79 proc.) do 4,84 proc. w grupie gospodarstw domowych.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego wynosi 9 440 – licząc według liczby odbiorców i 7 831 – według wolumenu sprzedanego gazu.

Tabela 32. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2021 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Przemysł	976 197	127 532	1 103 729
Rolnictwo	52 881	0	52 881
Usługi i handel	153 199	183 272	336 471
Użyteczność publiczna	8 992	0	8 992
Gospodarstwa domowe	112 694	0	112 694
Razem	1 303 963	310 804	1 614 767

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

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

Taryfy dla paliw gazowych

Polski ustawodawca ustawą z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wyłączył od 1 października 2017 r. zatwierdzanie paliw gazowych z kompetencji Prezesa URE. Jedynie na okres przejściowy, trwający do 31 grudnia 2023 r., w gestii Prezesa URE pozostawiono zatwierdzanie taryf wyłącznie dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

2021 rok był rokiem dużych zmian w zakresie cen paliw gazowych. od początku roku ceny gazu wzrastały i mieliśmy do czynienia z bardzo dynamiczną i dotychczas nieobserwowaną sytuacją na europejskim rynku gazowym, skutkującą wysokimi cenami tego paliwa. Rosły koszty pozyskania gazu ziemnego zarówno w przypadku zakupów produktów gazowych na TGE S.A. lub innych platformach obrotu, jak i w kontraktach B2B. Sytuację na rynku gazu w latach 2020–2021 można prześledzić na przykładzie kształtowania się w tym okresie cen na Rynku Dnia Następnego TGE S.A.

Na skutek takiej sytuacji przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem paliwami gazowymi (czyli sprzedawcy gazu do odbiorców końcowych – gospodarstw domowych), występowali do Prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie zmian taryf obecnie obowiązujących, w części dotyczącej cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Znaczący wzrost cen paliw gazowych miał miejsce także w przedkładanych Regulatorowi do zatwierdzenia wnioskach dotyczących kolejnych taryf.

Przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy na podstawie kosztów uzasadnionych, czyli tych, które są niezbędne do poniesienia w celu wykonywania zobowiązań związanych z prowadzoną działalnością – w tym przypadku obrotem paliwami gazowymi. Jednym z kluczowych składników tych kosztów jest koszt pozyskania gazu na rzecz gospodarstw domowych. Od I kwartału 2021 r. był obserwowany znaczny wzrost cen gazu ziemnego. Dla przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą gazu na rynku detalicznym przekłada się to na wzrost kosztów pozyskania tego paliwa w celu dostarczenia go (sprzedaży) odbiorcom m. in. w gospodarstwach domowych.

10 grudnia 2021 r. weszła w życie ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, która miała zminimalizować podwyżki cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Zmiany wprowadzone tą nowelizacją w regulacjach dotyczących zasad kalkulacji taryf mają zapobiec ryzyku jednej dużej, skumulowanej podwyżki cen gazu dla gospodarstw domowych w 2022 r. i jednocześnie zapewnić sprzedawcom tego paliwa możliwość odzyskania kosztów poniesionych na zakup gazu na potrzeby swoich klientów w dłuższym horyzoncie czasowym. W efekcie wzrost cen gazu dla gospodarstw domowych może być jednorazowo niższy, ale odzyskiwanie przychodów będzie następowało w kolejnych latach poprzez stosowanie cen uwzględniających odroczone w ten sposób koszty. Oznacza to, że w tych latach ceny gazu będą wyższe od wynikających z bieżących kosztów zakupu gazu, także gdy ceny hurtowe gazu wrócą do niższych poziomów.

Nowo wprowadzony do systemu taryfowego mechanizm jest rozwiązaniem szczególnym, wynikającym z aktualnej sytuacji na rynku gazu. Gwarantuje on, że firmy sprzedające gaz będą mogły przenieść bieżący wzrost cen zakupu surowca na kolejne lata, a nie jak dotychczas – uwzględnić go tylko w aktualnie kalkulowanej taryfie. Do 30 czerwca 2022 r. sprzedawcy gazu będą mogli przedłożyć prezesowi URE taryfę na sprzedaż gazu dla gospodarstw domowych skalkulowaną na podstawie tylko części kosztów uzasadnionych tj. części kosztu zakupu gazu. Natomiast nieuwzględnioną w obecnej taryfie część kosztów sprzedawca będzie mógł odzyskać w kolejnych taryfach obowiązujących od początku 2023 r. lub cenach i stawkach opłat ustalonych na rynkach konkurencyjnych, przez kolejne trzy lata, czyli do końca 2025 r.

W 2021 r. zatwierdził jednemu przedsiębiorstwu energetycznemu tj. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. taryfę na podstawie szczególnego mechanizmu wprowadzonego w celu zminimalizowania podwyżek cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Ceny i stawki z tej taryfy są stosowane od 1 stycznia 2022 r.

Co istotne, zgodnie z § 29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego gazowego, ustalone w taryfie ceny paliw gazowych oraz stawki opłat abonamentowych mają charakter cen i stawek opłat abonamentowych maksymalnych. Dostawca gazu może stosować w rozliczeniach z odbiorcami ceny i stawki opłat abonamentowych niższe niż ustalone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych.

Zasady kalkulacji taryfy w 2021 r. nie uległy zmianie w stosunku do zasad obowiązujących w 2020 r.

Jak już wspomniano, w 2021 r. taryfy ustalane przez przedsiębiorstw energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest dla odbiorców w gospodarstwach domowych. W tym zakresie kluczowe znaczenia ma taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90 proc. odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2021 r. Prezes URE prowadził cztery postępowania administracyjne dotyczące taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w sprawie zatwierdzenia ustalonej przez to przedsiębiorstwo taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych.

Prezes URE zatwierdził i opublikował cztery decyzje taryfowe dotyczące cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o. Pierwsza, druga i trzecia decyzja wg kolejności została zatwierdzona w związku z postępowaniem o zmianę obowiązującej taryfy. Pierwsza z podjętych decyzji została opublikowana 15 kwietnia 2021 r. i weszła w życie 1 maja 2021 r. Druga z podjętych decyzji została opublikowana 16 lipca 2021 r. i weszła w życie 1 sierpnia 2021 r. Trzecia z podjętych decyzji została opublikowana 16 września 2021 r. i weszła w życie 1 października 2021 r. Czwarta decyzja w sprawie o zatwierdzenie taryfy została opublikowana 17 grudnia 2021 r. i weszła w życie 1 stycznia 2022 r.

Ceny gazu w zatwierdzonej 15 kwietnia 2021 r. zmianie taryfy nr 10 uległy podwyższeniu o 5,6 proc. w porównaniu do taryfy nr 10. Stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy podwyższeniu o 5,1 proc. Jednakże na płatności, jakimi są obciążeni odbiorcy PGNiG OD Sp. z o.o. w gospodarstwach domowych, oprócz cen gazu i stawek opłat abonamentowych składają się również stawki opłat dystrybucyjnych. Uwzględniając zatem stosowane najczęściej w rozliczeniach gospodarstw domowych stawki opłat dystrybucyjnych największego dystrybutora gazu w Polsce – PSG Sp. z o.o. można szacować, że skutek w płatnościach, jakimi zostali obciążeni odbiorcy był niższy niż wynikający z podwyżki samego paliwa gazowego i wyniósł ok. 3,3 proc. dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz odpowiednio 3,56 proc. i 3,51 proc. dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i Ls.

Decyzją Prezesa URE z 16 lipca 2021 r. zatwierdzona została zmiana nr 2 taryfy nr 10. Ustalone w niej ceny gazu uległy podwyższeniu o 12,4 proc., a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy podwyższeniu o 11,4 proc. dla odbiorców zużywających gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany Ls oraz o 11,5 proc. dla odbiorców zużywających gaz ziemny zaazotowany Lw. Uwzględniając stawki opłat dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. – opłata kompleksowa z tytułu pobieranych przez odbiorców w gospodarstwach domowych paliw gazowych uległa podwyższeniu o 7,46 proc. dla odbiorców gazu wysokometanowego i odpowiednio 8,02 proc. i 7,91 proc. dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i Ls.

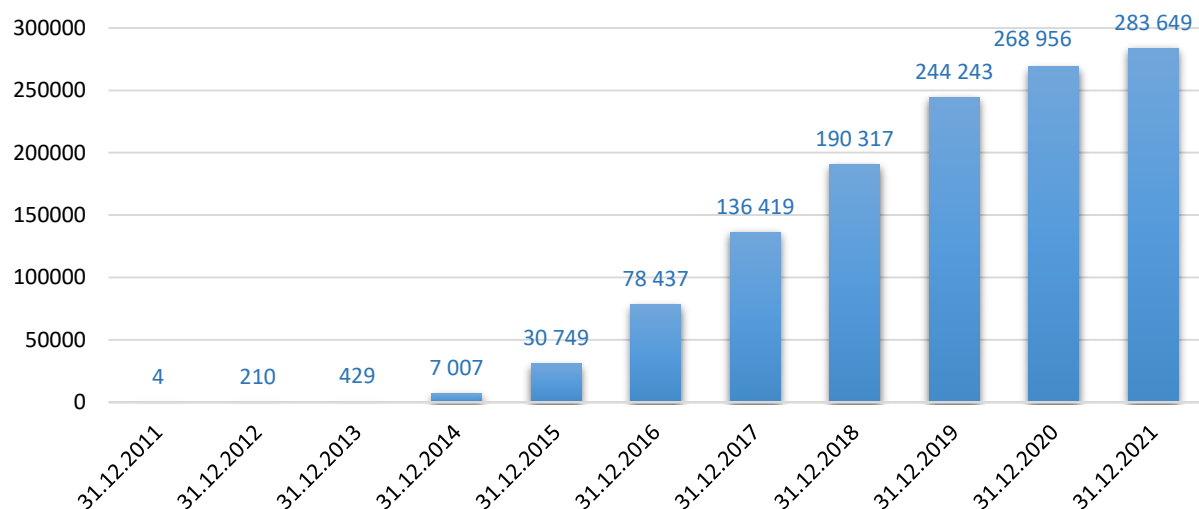
Decyzją Prezesa URE z 16 września 2021 r. zatwierdzona została zmiana nr 3 taryfy nr 10. Ustalone w niej ceny gazu uległy podwyższeniu o 7,4 proc., a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy podwyższeniu o 6,8 proc. dla odbiorców zużywających gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany Ls oraz o 6,9 proc. dla odbiorców zużywających gaz ziemny zaazotowany Lw. Uwzględniając stawki opłat dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. – opłata kompleksowa z tytułu pobieranych przez odbiorców w gospodarstwach domowych paliw gazowych uległa podwyższeniu o 4,63 proc. dla odbiorców gazu wysokometanowego i odpowiednio 4,96 proc. i 4,89 proc. dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i Ls.

Natomiast decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r. zatwierdzona została taryfa nr 11, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2022 r. W celu ograniczenia podwyżki cen paliw gazowych dla odbiorców w gospodarstwach domowych, po raz pierwszy taryfę zatwierdzono na podstawie szczególnego mechanizmu wprowadzonego w celu minimalizowania podwyżek cen. Ograniczenie skali podwyżki osiągnięto dzięki przeniesieniu części kosztów zakupu gazu na trzy kolejne lata. Na mocy decyzji z 17 grudnia 2021 r., ustalone ceny gazu uległy podwyższeniu o ok. 83 proc., a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy podwyższeniu o ok. 77 proc. (dla odbiorców zużywających zarówno gaz wysokometanowy jak i zaazotowany Lw i Ls). Uwzględniając stawki opłat dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. – opłata kompleksowa z tytułu pobieranych przez odbiorców w gospodarstwach domowych paliw gazowych uległa podwyższeniu o 54,53 proc. dla odbiorców gazu wysokometanowego i 57,72 proc. i 56,66 proc. dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i Ls.

Zmiana sprzedawcy

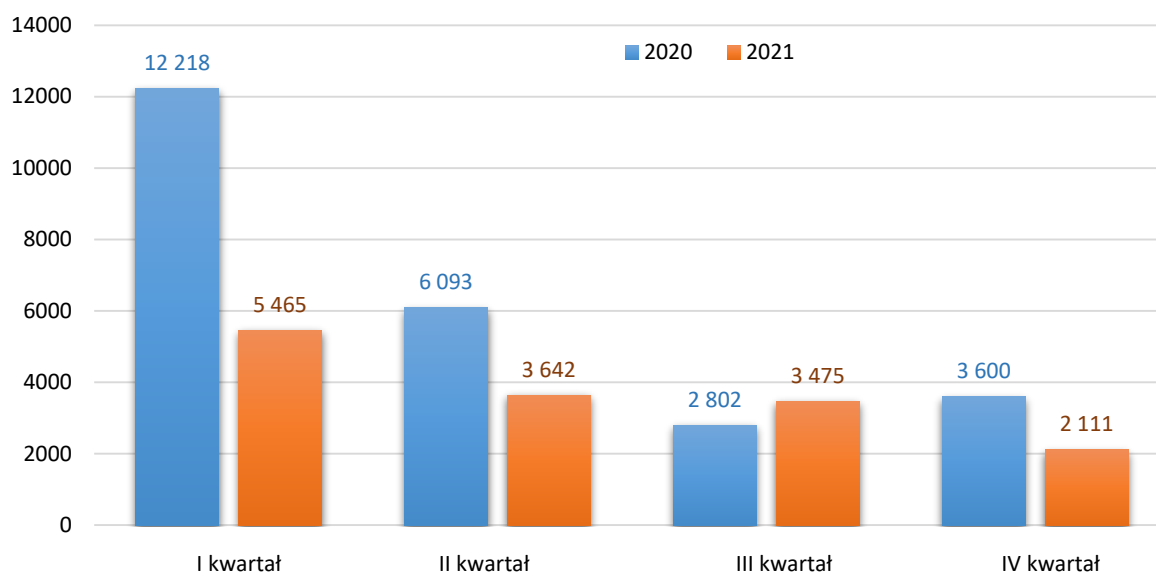
Poprzez prawo dostępu do sieci gazowej (art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne) i jednocześnie zobowiązanie operatora do realizacji każdej umowy na zakup gazu, odbiorcy uzyskali już w 2007 r. możliwość zakupu gazu ziemnego od dowolnego sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy nie jest jednak wyłącznie funkcją przyznanego prawa, ale także rozwoju infrastruktury rynkowej, stanu konkurencji, a nawet świadomości i aktywności odbiorców. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na coroczny przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, jednakże począwszy od 2016 r., z roku na rok słabnie dynamika tych zmian. Poniżej zaprezentowane dane (w ujęciu narastającym) obrazują rozwój TPA w Polsce w minionym okresie.

Rysunek 34. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W latach 2011–2021 odnotowywany jest stały przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy. Na koniec 2021 r. liczba zmian sprzedawcy wyniosła 283 649. Oznacza to, że w ciągu 2021 r. do grupy odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, dołączyło 14 693 podmiotów. Liczba ta stanowi ok. 59,5 proc. analogicznej liczby z roku poprzedniego (24 713 odbiorców). Stosunkowo niewielki przyrost tej liczby, w porównaniu do przyrostów obserwowanych w poprzednich latach, przynajmniej w części przypisać można sytuacji pandemii, która istotnie ograniczyła możliwość dotarcia sprzedawców do potencjalnych odbiorców. Ponadto 3 lipca 2021 r. wszedł w życie zakaz zawierania umów sprzedaży gazu i umów kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej. W ten sposób z rynku zniknął jeden z kanałów pozyskiwania klientów, co również przekładać się może na niższy przyrost liczby zmian sprzedawcy niż w latach poprzednich. Większość przypadków zmiany sprzedawcy w 2021 r. (37 proc.) odnotowana została w pierwszym kwartale i stanowiła realizację umów zawartych w 2020 r., liczba tych zmian stanowiła jednak tylko niespełna 45 proc. liczby zmian w analogicznym okresie 2020 r. W miarę powolnej normalizacji sytuacji epidemicznej, liczba zmian sprzedawcy wzrastała i w trzecim kwartale przekroczyła o 24 proc. liczbę zmian w trzecim kwartale 2020 r. Wyraźnie niższa niż w innych kwartałach oraz niższa o ponad 40 proc. niż w analogicznym okresie poprzedniego roku, była liczba zmian sprzedawcy w ostatnim kwartale 2021 r., czego przyczyna leży zapewne w gwałtownie rosnących w drugiej połowie roku cenach paliw gazowych na rynku hurtowym. Wobec znacznego wzrostu cen zakupu (i związanego z tym ryzyka), sprzedawcy znacznie ograniczyli ofertę, a w niektórych przypadkach doszło nawet do wypowiedzenia umów przed ich wejściem w życie.

Rysunek 35. Liczba zmian sprzedawcy gazu wg liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartału do kwartału w latach 2020–2021

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Pomimo bardzo wysokiego stopnia monopolizacji rynku gazu oraz trudnych warunków rynkowych, w 2021 r. sprzedawcę gazu zmieniło 14 693 odbiorców gazu ziemnego (18 855 układów pomiarowych), co stanowi 0,16 proc. ogółu odbiorców. Porównanie udziału odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2021 r. do wartości za rok poprzedni (0,38 proc.), wskazuje na spadek tego udziału o nieco ponad 50 proc.

Programy Zgodności

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty – operator systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o. oraz operator systemu magazynowego – Gas Storage Poland Sp. z o.o. – zobowiązane do stosowania Programów Zgodności i przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. W 2021 r. Prezes URE zatwierdził aktualizację Programu zgodności PSG Sp. z o.o., a zmiany mające na celu wzmocnienie niezależności operatora, funkcjonującego w ramach grupy kapitałowej, objęły takie obszary jak zasady komunikacji, marketingu, działalności badawczo rozwojowej, ochrony danych sensytywnych, a także funkcjonowanie technologii informacyjno-telekomunikacyjnych i odrębność marki operatora na tle innych spółek grupy kapitałowej. Natomiast dla OSM – Gas Storage Poland Sp. z o.o., rok 2021 był pierwszym pełnym rokiem funkcjonowania zmienionego Programu Zgodności, dostosowanego do Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego, opublikowanych przez Prezesa URE w 2019 r. Oba zobowiązane podmioty opublikowały Programy Zgodności na stronach internetowych.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2021 zostały przedłożone w ustawowym terminie – do końca marca 2022 r. Analiza treści sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie tego dokumentu oraz roli Inspektora. Inspektorzy ds. zgodności podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe dotyczące Programów Zgodności, obowiązków pracowników i zarządu spółek w zakresie niezależności operatora i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemów oraz konsekwencji ewentualnych naruszeń, w tym możliwych sankcji. Nowozatrudnieni pracownicy przeszkoleni zostali w terminie do miesiąca od daty zatrudnienia oraz złożyli wymagane oświadczenia, ze zobowiązaniem do przestrzegania Programu Zgodności, a szkolenia w OSM objęły także członków Rady Nadzorczej. Szkolenia z Programu zgodności w PSG Sp. z o.o. przechodzą także praktykanci oraz stażyści, bez względu na zakres czynności realizowanych w czasie praktyk czy stażu. Inspektorzy ds. zgodności zajmowali się także wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, interpretacją przepisów i obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektorzy ds. zgodności opiniowali projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich

przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracowali z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych. Regulacje Programu Zgodności odnoszą się również do zewnętrznych kontrahentów spółek operatorskich, do usługodawców, a także innych podmiotów zainteresowanych dostępem do danych, jak samorządy, naukowcy, studenci. Wszelka współpraca z osobami trzecimi, która wiązała się z przekazywaniem sensytywnych informacji handlowych, realizowana była na podstawie umowy o poufności.

W 2021 r. zarówno w OSD, jak i OSM nie stwierdzono wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności, ani przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Do Inspektorów ds. zgodności i Prezesa URE nie wpłynęły także żadne skargi dotyczące naruszania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Wstrzymanie dostaw

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, wstrzymanie dostaw paliw gazowych może nastąpić w przypadku, gdy: 1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw gazowych, 2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności i nie uiścił należności, pomimo wezwania. Zgodnie z monitoringiem przeprowadzonym przez Prezesa URE wśród 11 największych OSD w Polsce, w 2021 r. wstrzymano dostawy dostaw gazu w 64 322 przypadkach, z czego 99,68 proc. dotyczyło odbiorców w grupach taryfowych W 1-4 (gospodarstwa domowe).

W każdej z grup odbiorców wstrzymanie dostaw dotyczyło nie więcej niż 1 proc. odbiorców. Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw (77,8 proc. – gaz wysokometanowy oraz 97,8 proc. – gaz zaazotowany) był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny.

4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów

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

4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 12) w związku z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej⁹⁴⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska⁹⁵⁾, 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 2021 r. był minister właściwy do spraw energii. Kompetencje te realizował w 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska.

Objemowały one zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938⁹⁶⁾, 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.

⁹⁴⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

⁹⁵⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

⁹⁶⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280).

Prowadzone w 2021 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 2021 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 2021 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2020 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 23 podmioty. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2022 r. natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2021 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2011 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2022 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**

Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy 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 naftowym⁹⁷⁾ (dalej: ustawa o zapasach) w przypadku:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa,
- 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców,
- 3) wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego,
- 4) awarii w sieciach operatorów systemów gazowych,
- 5) zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych,
- 6) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- 7) zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych,
- 8) konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych – na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w poborze gazu ziemnego, zwane dalej „ograniczeniami”. W nawiązaniu do powyższego należy podkreślić, że wprowadzanie ograniczeń w poborze gazu ziemnego może mieć miejsce jedynie w szczególnych sytuacjach, a celem takich działań jest zapobieganie pogarszaniu się sytuacji zagrażających bezpieczeństwu paliwowego państwa.

Ograniczenia zgodnie z art. 56 ustawy o zapasach w drodze rozporządzenia może wprowadzić Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii (na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia). Aktami prawnymi konstytuującymi obowiązki dotyczące sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, są ww. ustawa o zapasach oraz rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania

⁹⁷⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2249 z późn. zm.

ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁹⁸⁾ (dalej: rozporządzenie o ograniczeniach). Stosownie do postanowień art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Wskazane wyżej rozporządzenie określa sposób i tryb wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, w tym:

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

Rok 2021 w stosunku do lat poprzednich był szczególnym rokiem w kontekście opracowania planów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, bowiem 10 kwietnia 2021 r. weszło w życie nowe rozporządzenie o ograniczeniach uchylające dotychczasowe rozporządzenie Rady Ministrów dedykowane tej kwestii. Nowe rozporządzenie o ograniczeniach wprowadziło szereg istotnych zmian zwiększających efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Należy do nich m.in.:

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

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

W związku z wejściem w życie nowego rozporządzenia o ograniczeniach w poborze gazu ziemnego, w celu ujednoczenia formy i zakresu informacji przekazywanych wraz z wnioskami o zatwierdzenie planów ograniczeń, Prezes URE przedstawił informacje⁹⁹⁾ w sprawie niniejszej kwestii wraz ze wzorem treści przykładowego planu ograniczeń, tabel I i II części planu ograniczeń oraz oświadczenia, które należy przedłożyć wraz z wnioskiem o zatwierdzenie ww. planu. Ponadto w roku sprawozdawczym, w związku z licznymi pytaniami dotyczącymi opracowania nowych planów ograniczeń, zarówno przed terminem przedłożenia przedmiotowych planów oraz w trakcie ich zatwierdzenia przedstawiciele URE aktywnie uczestniczyli w spotkaniach oraz wyjaśniali kwestie odnoszące się do planów ograniczeń

⁹⁸⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 549.

⁹⁹⁾ Informacja Prezesa URE nr 46/2021 z 27 lipca 2021 r. w sprawie obowiązku opracowania przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego gazowego planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

opracowywanych w nowej formule. W znaczącej mierze wyjaśnienia dotyczyły sposobu ujmowania odbiorców w planach wprowadzania ograniczeń, w związku z potrzebą imiennego wskazywania w planie osobno odbiorców podlegających pod ograniczenia w pełnym zakresie – do stopnia dwunastego włącznie i odrębnie odbiorców chronionych, podlegających pod ograniczenia wyłącznie w dwunastym stopniu. Miało to w dużej mierze związek z liczebnością tej drugiej grupy w planach niektórych OSD.

Zgodnie z § 7 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach ujęte w planach ograniczenia określa się w stopniach zasilania od 1 do 12 dla odbiorców i punktów wyjścia z systemu gazowego, w których pobierają gaz ziemny. Maksymalna wielkość poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania określana jest następująco:

- 1) 1 stopień odpowiada wielkości maksymalnej mocy umownej, jaką może pobierać odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego na podstawie umowy, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy Prawo energetyczne,
- 2) 2 stopień odpowiada średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od dnia 1 lipca roku poprzedzającego do dnia 30 czerwca roku opracowania planu; do kalkulacji nie są przyjmowane dni, w których pobór dobowy był równy 0 kWh/dobę,
- 3) stopnie od 3 do 9 określa się jako wartości pośrednie między 2 a 10 stopniem, zmniejszające się proporcjonalnie. Rozporządzenie dopuszcza w przypadku istnienia technicznych uzasadnionych przesłanek inną zmienność ww. stopni, jednak przy zachowaniu zasady stopniowej redukcji poboru gazu ziemnego między 2 a 10 stopniem zasilania – wyjątek: w stosunku do odbiorców gazu ziemnego, których moc umowna (o której mowa w 1 stopniu zasilania) jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, wielkość poboru gazu ziemnego określona w stopniach zasilania od 3 do 9 równa jest wielkości poboru w 2 stopniu zasilania (§ 7 ust. 10 rozporządzenia o ograniczeniach),
- 4) 10 stopień zasilania – odpowiada minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, co istotne ilość ta, określona przez odbiorcę, nie może przekraczać najwyższego z minimalnych (godzinowych i dobowych) poborów gazu wyznaczonych dla każdego roku w okresie 3 lat poprzedzających 1 lipca roku, w którym został opracowany plan; w kalkulacji nie są uwzględniane dni, w których godzinowa i dobowa ilość gazu ziemnego, jaką odbierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, nie przekraczała 15 proc. wartości określonej dla tego odbiorcy w 2 stopniu zasilania, wyznaczonej dla danego roku,
- 5) 11 stopień odpowiada poborowi 0 kWh/h i 0 kWh/dobę gazu ziemnego przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego,
- 6) 12 stopień odpowiada poborowi 0 kWh/h i 0 kWh/dobę gazu ziemnego przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, w tym przez odbiorcę chronionego, o którym mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach:
 - a) pkt 2, 8 i 9;
 - b) pkt 13, w zakresie, w jakim zajmuje się wytwarzaniem ciepła dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 2, 8 i 9, pobierających ciepło w okresie od 1 września do 31 maja na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopatrywaniem w ciepło tych odbiorców, pod warunkiem że instalacji tego odbiorcy gazu ziemnego nie można zasilać paliwem innym niż gaz ziemny.

Zgodnie z § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach, ograniczenia określone w stopniach zasilania od 1 do 11 mają zastosowanie do wszystkich odbiorców gazu ziemnego, z wyjątkiem:

- 1) odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych,
- 2) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej:
 - a) przedsiębiorców w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162);
 - b) podmiotów prowadzących działalność wytwórczą w rolnictwie w zakresie upraw rolnych oraz chowu i hodowli zwierząt, ogrodnictwa, warzywnictwa, leśnictwa i rybactwa śródlądowego;
 - c) rolników wynajmujących pokoje, sprzedających posiłki domowe i świadczących w gospodarstwach rolnych inne usługi związane z pobytem turystów;
 - d) producentów będących rolnikami wyrabiającymi mniej niż 100 hektolitrow wina w ciągu roku gospodarczego, o których mowa w art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 12 maja 2011 r. o wyrobie i rozlewie wyrobów winiarskich, obrocie tymi wyrobami i organizacji rynku wina (Dz. U. z 2020 r. poz. 1891);

- e) rolników prowadzących działalność w zakresie sprzedaży, o której mowa w art. 20 ust. 1c ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1426 z późn. zm.);
- f) kół gospodyń wiejskich prowadzących działalność na podstawie ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o kołach gospodyń wiejskich (Dz. U. z 2021 r. poz. 165), które spełniają warunki, o których mowa w art. 24 ust. 1 tej ustawy
- w przypadku których moc umowna w miejscu poboru gazu ziemnego z systemu gazowego lub sumie miejsc poboru tego gazu z systemu gazowego zasilających danego odbiorcę pod jednym adresem, zwanych dalej „punktem wyjścia z systemu gazowego”, nie przekracza 710 kWh/h,
- 3) podmiotów zapewniających świadczenie opieki zdrowotnej w rozumieniu ustawy z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1398 z późn. zm.) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 4) jednostek organizacyjnych pomocy społecznej w rozumieniu art. 6 pkt 5 ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1876 i 2369) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 5) noclegowni i ogrzewalni, o których mowa w art. 48a ust. 3 i 4 ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 6) jednostek organizacyjnych wspierania rodziny i systemu pieczy zastępczej w rozumieniu art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. o wspieraniu rodziny i systemie pieczy zastępczej (Dz. U. z 2020 r. poz. 821 oraz z 2021 r. poz. 159) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 7) jednostek systemu Państwowego Ratownictwa Medycznego oraz jednostek współpracujących z tym systemem w rozumieniu ustawy z dnia 8 września 2006 r. o Państwowym Ratownictwie Medycznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 882, 2112 i 2401 oraz z 2021 r. poz. 159) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 8) podmiotów stanowiących element systemu oświaty, o których mowa w art. 2 pkt 1, 2, 7 i 8 ustawy z dnia 14 grudnia 2016 r. – Prawo oświatowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 910 i 1378 oraz z 2021 r. poz. 4), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 9) organów administracji publicznej w rozumieniu art. 5 § 2 pkt 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 256, 695, 1298 i 2320 oraz z 2021 r. poz. 54 i 187) i urzędów je obsługujących, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 10) podmiotów prowadzących żłobki i kluby dziecięce, w zakresie tej działalności, a także dziennych opiekunów, o których mowa w ustawie z dnia 4 lutego 2011 r. o opiece nad dziećmi w wieku do lat 3 (Dz. U. z 2021 r. poz. 75), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 11) przedsiębiorstw wodociągowo-kanalizacyjnych w rozumieniu art. 2 pkt 4 ustawy z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków (Dz. U. z 2020 r. poz. 2028) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 12) podmiotów odpowiedzialnych za gospodarowanie odpadami, w zakresie, w jakim realizują zadania, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2020 r. poz. 797, 875 i 2361), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 13) odbiorców gazu ziemnego, w zakresie, w jakim zajmują się wytwarzaniem ciepła dla odbiorcy, o którym mowa w pkt 1-12, pobierającego ciepło w okresie od 1 września do 31 maja, na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopatrywaniem w ciepło tego odbiorcy, pod warunkiem że instalacji tych odbiorców gazu ziemnego nie można zasiląć paliwem innym niż gaz ziemny
- zwanych „odbiorcami chronionymi”.

Ograniczenia określone w 12 stopniu zasilania mają zastosowanie do wszystkich odbiorców gazu ziemnego, z wyjątkiem odbiorców chronionych, o których mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach:

- 1) pkt 1, 3-7 i 10-12,
- 2) pkt 13, w zakresie, w jakim zajmują się wytwarzaniem ciepła dla odbiorcy, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, 3-7 i 10-12, pobierającego ciepło w okresie od 1 września do 31 maja na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopatrywaniem w ciepło tego odbiorcy, pod warunkiem że instalacji tych odbiorców gazu ziemnego nie można zasiląć paliwem innym niż gaz ziemny.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia o ograniczeniach plan ograniczeń składa się z dwóch części. Część pierwsza zawiera informacje dotyczące (i) okresu obowiązywania planu ograniczeń, (ii) sumarycznych maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii –

określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzone w formie zestawienia, (iii) jednostek wytwórczych, o których mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia, określonych przez operatora systemu przesyłowego gazowego, po uwzględnieniu opinii operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Druga część planu zawiera informacje o średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, o której mowa w § 7 ust. 3, oraz określenie maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, z wyjątkiem odbiorców chronionych.

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

Do URE wpłynęło, od obowiązanych do tego operatorów, łącznie 49 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2021/2022 (w poprzednim sezonie 2020/2021 – 47 wniosków), tj. od wszystkich operatorów systemów gazowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją gazu ziemnego – tj. od 1 operatora systemu przesyłowego gazowego i 48 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów w kraju, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa pełniące funkcje operatorów systemu gazu koksowniczego nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach reguluje bowiem kwestie dotyczące gazu ziemnego, natomiast zakres ustawy – Prawo energetyczne obejmuje generalnie paliwa gazowe (w tym gaz ziemny).

W 2021 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2021/2022 Prezes URE zatwierdził 12 planów ograniczeń. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na okres 2021/2022 były kontynuowane w 2022 r.

W 2021 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego miało miejsce w 2009 r.

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

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymywaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju w 2021 r. uwidoczniało dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma tu realizacja projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). Ponadto w 2021 r. operator systemu przesyłowego zrealizował działania w zakresie innych połączeń transgranicznych, mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego tj. projekty międzysystemowych połączeń transgranicznych Polska-Słowacja oraz Polska-Litwa. Działania te bezpośrednio wpływają na podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, a także poprzez krajowy system przesyłowy umożliwi w przyszłości zaopatrywanie w paliwa gazowe partnerów na kierunku wschodnim i południowym.

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. Zatem opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2021 r., można wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

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

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

Do pierwszej kategorii kwalifikują się zarówno przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ, jak i wykonujące tę działalność bez konieczności jej posiadania w związku z ustawowym wyłączeniem z tego obowiązku, wynikającym z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (tj. roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro).

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium RP w ramach nabycia 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 2021 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

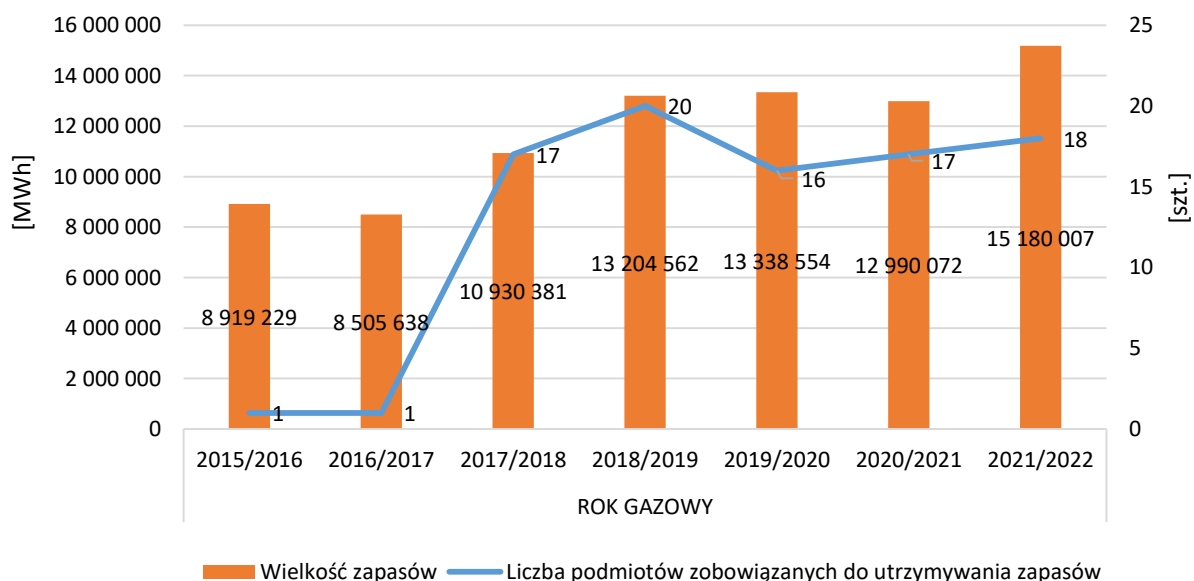
- a) na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
 - b) na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
 - c) w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca).
- 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 w zarówno w kraju, jak i za granicą.

W 2021 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. do 30 września 2021 r. i od 1 października 2021 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2020 r. (15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2020 r. vs 18 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2021 r.).

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 2021 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Rysunek 36. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



Źródło: Opracowanie własne URE.

Analizując powyższy rysunek, należy zauważyć, że w stosunku do analogicznych danych wskazanych w ubiegłorocznym Raporcie, zmianie uległy wartości odnoszące się do roku gazowego 2020/2021. Według Raportu Prezesa URE za 2020 r. wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wynosiła 12 979 802 MWh. Jednak na koniec roku gazowego 2020/2021 wielkość zapasów obowiązkowych zatwierdzona decyzjami Prezesa URE uległa zwiększeniu do poziomu 12 990 072 MWh z uwagi na wydanie przez Prezesa URE decyzji ustalających wielkość zapasów dla przedsiębiorstw lub podmiotów, które planowały rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego z zagranicy oraz dla podmiotów, które wystąpiły z wnioskiem o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (w trybie art. 25 ust. 5 zdanie pierwsze ustawy o zapasach).

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

Rok 2021 był piątym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b ustawy o zapasach. Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Podstawowe wymogi co do treści takiej umowy zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach. Dodatkowo, ustawa ta wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów (art. 24b ust. 4).

Zgodnie z art. 24b ust. 6 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego) przed zawarciem umowy biletowej, są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1 (art. 24b ust. 7). Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie ww. umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy. Przepis ten stanowi, że Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli: (1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe, w 2021 r., podobnie jak rok wcześniej, szczególne znaczenie miało efektywne prowadzenie postępowań administracyjnych, gdyż zawarcie stosownej umowy warunkowane jest wyrażeniem przez Prezesa URE zgody na jej zawarcie w formie decyzji, a ta winna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku (art. 24a i n. ustawy o zapasach).

Zgodnie z powyższymi przepisami, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie umów biletowych. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2021 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2021/2022 nie spotkał się z odmową.

W sezonie 2021/2022 osiem umów biletowych dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium RP, w dwóch przypadkach umowy biletowe dotyczyły utrzymywania zapasów poza terytorium RP.

- **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 1-2 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 2021 r. – do 20 września 2021 r.

Z kolei na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach podmioty zobowiązane winny w terminie do 15 maja 2021 r. przedstawić ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.) w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

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

Dodatkowo, na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom, pozyskano uzupełniające informacje dotyczące wykonywania przez podmioty zobowiązane obowiązków odnoszących się do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 października 2021 r. do 30 września 2022 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, 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).

Przeprowadzany w wyżej opisany sposób monitoring wykazał, że:

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

5. POSTĘPOWANIA ANTYMONOPOŁOWE W SPRAWACH PRAKTYK OGRANICZAJĄCYCH KONKURENCJĘ ORAZ INNE DZIAŁANIA PODEJMOWANE W STOSUNKU DO PRZEDSIĘBIORSTW Z SEKTORA ENERGETYCZNEGO PROWADZONE PRZEZ PREZESA UOKiK¹⁰⁰⁾

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

W 2021 r. wydanych zostało 16 decyzji dotyczących rynku energii elektrycznej. We wszystkich tych sprawach Prezes UOKiK uznał, że koncentracje nie doprowadzą do istotnego ograniczenia konkurencji i wyrażona została zgoda na ich dokonanie. Poniżej zestawienie tych koncentracji.

1. W dniu 18/02/2021 decyzją DKK-47/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Synthos S.A. z siedzibą w Oświęcimiu (należy do grupy kontrolowanej przez P. Michała Sołowowa, spółki z tej grupy prowadzą działalność w różnych branżach) oraz Vattenfall AB z siedzibą w Solnie, Szwecja (prowadzi działalność w zakresie produkcji, sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła), wspólnego przedsiębiorcy (realizacja wspólnego projektu, polegającego na budowie i eksploatacji morskich farm wiatrowych na Bałtyku w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej).
2. W dniu 08/03/2021 decyzją DKK-59/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku (produkcja rafineryjna i petrochemiczna oraz sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw) oraz NP Baltic Wind B.V. z siedzibą w Amsterdamie, Królestwo Niderlandów (wytwórca energii, prowadzący działalność w zakresie opracowywania, budowy i eksploatacji przyjaznych środowisku urządzeń infrastruktury energetycznej) wspólnego przedsiębiorcy (przygotowanie, budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych).
3. W dniu 10/03/2021 decyzją DKK-64/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Ørsted Wind Power A/S, Dania (Grupa Ørsted zajmuje się energią odnawialną, a jej działalność skupia się na przygotowywaniu projektów, budowie i eksploatacji morskich oraz lądowych farm wiatrowych) oraz PGE S.A. z siedzibą w Warszawie (wytworzenie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej) dwóch wspólnych przedsiębiorców (przygotowanie, budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych).
4. W dniu 24/03/2021 decyzją DKK-72/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. z siedzibą w Płocku (produkcja rafineryjna i petrochemiczna oraz sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw) kontroli nad Nowotna Farma Wiatrowa sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku (prowadzi działalność polegająca na wytwarzaniu i sprzedaży energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów z elektrowni wiatrowych).
5. W dniu 12/04/2021 decyzją DKK-83/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. z siedzibą w Płocku (produkcja rafineryjna i petrochemiczna oraz sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw), Energa S.A. z siedzibą w Gdańsku (wytworzenie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej) oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie (zajmuje się poszukiwaniami i wydobywaniem gazu ziemnego oraz ropy naftowej, importem gazu, magazynowaniem, sprzedażą i dystrybucją paliw gazowych i płynnych, a także produkcją ciepła i energii elektrycznej) wspólnego przedsiębiorcy, tj. CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrołęce (budowy elektrowni gazowo-parowej).

¹⁰⁰⁾ Na podstawie informacji przekazanych przez Prezesa UOKiK.

6. W dniu 20/04/2021 decyzją DKK-92/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejściu przez Columbus Energy S.A. z siedzibą w Krakowie (prowadzi działalność w zakresie sprzedaży i montażu instalacji odnawialnych źródeł energii, punktów ładowania pojazdów elektrycznych i magazynów energii dla sektora odbiorców indywidualnych) kontroli nad Vortex Energy – Obrót Sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie (świadczy usługi z zakresu obrotu energią z OZE).
7. W dniu 27/04/2021 decyzją DKK-99/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez GETEC Energie GmbH z siedzibą w Hanowerze, Niemcy (prowadzi działalność w zakresie dostaw energii, handlu energią i usług energetycznych, oferuje rozwiązania w zakresie zaopatrzenia i dystrybucji energii elektrycznej i gazu, a także usługi procesowe, doradcze, magazynowania energii oraz zarządzania bilansem i harmonogramem) oraz EDF Trading Ltd. z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania (dostarcza globalnie produkty energetyczne tj. energia elektryczna, gaz, węgiel, transport, LNG, zielone certyfikaty oraz certyfikaty emisji dwutlenku węgla i prowadzi działalność na rynkach hurtowych oraz w powiązanych obszarach, w tym w zarządzaniu transportem i logistyką) wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą GETEC Sales & Trading GmbH z siedzibą w Hanowerze, Niemcy (zostanie utworzony w celu prowadzenia działalności w Niemczech w zakresie dostaw energii elektrycznej, gazu i certyfikatów dla klientów przemysłowych i wielooddziałowych o wysokim zużyciu energii elektrycznej i gazu, którzy poszukują alternatywnych rozwiązań w zakresie dostaw w stosunku do dostaw po stałej cenie).
8. W dniu 18/05/2021 decyzją DKK-115/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejściu przez Iberdrola Renovables Internacional, S.A.U. z siedzibą w Bilbao, Hiszpania (działalność w sektorze energii odnawialnej w zakresie wszelkiego rodzaju działalności, prac oraz świadczenia usług związanych z produkcją i marketingiem energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych) kontroli nad Southern Windfarm sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (wytworzenie energii elektrycznej w farmie wiatrowej zlokalizowanej w Zopowych), Passat Energy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (będzie prowadził działalność polegającą na wytwarzaniu energii w farmie wiatrowej zlokalizowanej w Korytnicy) oraz Wind Field Korytnica Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (wytwarzanie energii elektrycznej w farmie wiatrowej zlokalizowanej w Korytnicy).
9. W dniu 18/08/2021 decyzją DKK-185/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Northland Power Inc. z siedzibą w Toronto, Kanada (wytwórca energii, prowadzący działalność w zakresie opracowywania, budowy i eksploatacji przyjaznych środowisku urządzeń infrastruktury energetycznej) oraz RWE Renewables GmbH z siedzibą w Essen, Niemcy (działalność w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i konwencjonalnych), wspólnego przedsiębiorcy (działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w ramach morskich farmach wiatrowych na obszarach zlokalizowanych w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Północnego).
10. W dniu 02/09/2021 decyzją DKK-196/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejściu przez PreZero Warszawa sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (dostawca usług w zakresie gospodarowania odpadami) kontroli nad SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (przetwarzanie niesegregowanych odpadów komunalnych i produkcja m.in. energii cieplnej i elektrycznej).
11. W dniu 14/10/2021 decyzją DKK-226/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. z siedzibą w Koninie (prowadzi działalność w zakresie wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła) oraz MS Innovation Impulse GmbH z siedzibą w Wiedniu, Austria (działalność inwestycyjną w obszarze istniejących aktywów wytwórczych energii elektrycznej, w szczególności tych działających w oparciu o spalanie węgla kamiennego oraz węgla brunatnego, celem ich modernizacji przy zastosowaniu technologii zeroemisyjnych lub niskoemisyjnych) wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Power Plant Pątnów S.A. (zostanie utworzony w celu prowadzenia działalności w obszarze energetyki jądrowej).
12. W dniu 18/11/2021 decyzją DKK-256/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie (wytwarzanie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej) oraz Gminę Kleszczów, wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą PGE Soleo 1 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, na zasadach określonych we wniosku (budowa i eksploatacja elektrowni fotowoltaicznej).
13. W dniu 16/12/2021 decyzją DKK-287/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Ørsted Wind Power A/S, Dania (Grupa Ørsted zajmuje się energią

- odnawialną, a jej działalność skupia się na przygotowywaniu projektów, budowie i eksploatacji morskich oraz lądowych farm wiatrowych) oraz ZE PAK S.A. z siedzibą w Koninie (prowadzi działalność w zakresie wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła) pięciu wspólnych przedsiębiorców (przygotowanie, budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych).
14. W dniu 20/12/2021 decyzją DKK-295/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejściu przez Tauron Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (wytwarzanie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej) kontroli nad Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie (prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, w dniu 13 listopada 2020 r. Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o. przejęła do eksploatacji nowy blok energetyczny o mocy 910 MWe w Jaworznie).
 15. W dniu 22/12/2021 decyzją DKK-296/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez TenneT TSO GmbH z siedzibą w Bayreuth, Niemcy (jeden z czterech funkcjonujących w Niemczech operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) oraz TransnetBW GmbH z siedzibą w Stuttgarcie, Niemcy (jeden z czterech funkcjonujących w Niemczech operatorów systemu przesyłowego (OSP) wspólnego przedsiębiorcy z siedzibą w Niemczech. Wspólny Przedsiębiorca zostanie utworzony w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością w celu nabycia od Tennet 20 proc. udziału w spółce Equigy B.V. z siedzibą w Arnheim, Holandia. Equigy jest spółką pięciu europejskich OSP, udział każdego z nich wynosi 20 proc.
Udziałowcy Equigy:
 - 1) Tennet,
 - 2) TenneT TSO B.V. z siedzibą w Arnheim, Holandia,
 - 3) Terna S.p.A z siedzibą w Rzymie, Włochy,
 - 4) Swissgrid AG z siedzibą w Aarau, Szwajcaria,
 - 5) Austrian Power Grid AG z siedzibą w Wiedniu, Austria.Equigy rozwija platformę handlową opartą o technologię blockchain, w ramach której ma się odbywać przeprowadzanie transakcji na rynku usług pomocniczych związanych z tzw. rozproszonymi zasobami energii (np. pojazdy elektryczne, domowe systemy akumulatorowe, pompy ciepła i generatory energii elektrycznej). Platforma może również obejmować transakcje i zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi.
 16. W dniu 23/12/2021 decyzją DKK-298/2021 Prezes UOKiK wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie (wytwarzanie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej), ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu (wytwarzanie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej), oraz TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach (wytwarzanie, dystrybucja oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej) 3 wspólnych przedsiębiorców (planowana działalność spółek obejmuje przygotowanie, budowę i eksploatację morskich farm wiatrowych położonych w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski).

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

W 2021 r. Prezes UOKiK prowadził następujące postępowania administracyjne w sprawach praktyk ograniczających konkurencję:

- 1) postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy działania ENEA Oświetlenie Sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie na rynku usług oświetleniowych oraz utrzymywania i konserwacji infrastruktury oświetleniowej na potrzeby realizacji oświetlenia dróg i miejsc publicznych mogą naruszać przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniając wszczęcie postępowania antymonopolowego (sygn. RBG.400.1.2020.PD). Postępowanie zamknięte, nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego;
- 2) postępowanie wyjaśniające, w sprawie wstępnego ustalenia, czy mogło dojść do nadużywania przez sprzedawców energii elektrycznej w trybie sprzedaży rezerwowej (w tym przez Energa Obrót S.A. z siedzibą w Gdańsku) pozycji dominującej na rynku rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na obszarach dystrybucji energii elektrycznej poszczególnych operatorów, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy (RŁO.400.8.2019). Postępowanie jest w fazie końcowej – zgromadzono

dane od wszystkich operatorów dystrybucyjnych i sprzedawców zasiedziały odnośnie wolumenu sprzedaży, cen i udziałów w rynku. Analizowane jest na ich podstawie czy ceny sprzedaży rezerwowej Energa Obrót w 2018 r. nie były nadmiernie wygórowane.

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

W 2021 r. sygnały otrzymywane przez Prezesa UOKiK nie dały podstaw do podjęcia działań (w szczególności prowadzenia postępowań wyjaśniających lub antymonopolowych) innych niż wskazane w pkt 1-2. Prezes UOKiK uważnie przygląda się działaniom przedsiębiorców działających na rynkach produkcji i dystrybucji energii elektrycznej, wnikliwie analizując wszelkie wpływające informacje o potencjalnych nieprawidłowościach. W przypadku powzięcia podejrzenia stosowania praktyk ograniczających konkurencję podejmuje stosowne działania w ramach posiadanych uprawnień.

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

W dniu 14 czerwca 2021 r. Prezes UOKiK wydał decyzję nr DOZIK-4/2021 wobec Spółki Fortum Marketing and Sales Polska (dawniej Duon Marketing and Trading) z Gdańska, która jest sprzedawcą energii elektrycznej i gazu. Do UOKiK docierały liczne skargi konsumentów na prowadzoną przez jej przedstawicieli sprzedaż w ich domach, czyli poza lokalem przedsiębiorstwa. W lutym 2020 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie i postawił Fortum Marketing and Sales Polska (FMSP) zarzuty naruszania zbiorowych interesów konsumentów.

Praktyki Fortum Marketing and Sales Polska

- Podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę prądu lub gazu podczas odwiedzin u konsumentów i wprowadzanie ich w błąd co do celu podpisania przedkładanych dokumentów, np. że jest to przedłużenie umowy lub aneks wynikający z reorganizacji firmy. Tymczasem w rzeczywistości była to umowa z nowym sprzedawcą – Fortum Marketing and Sales Polska, co oznaczało zerwanie kontraktu z dotychczasowym sprzedawcą.
- Zatajanie szczegółów promocji. Przedstawiciele FMSP nie informowali konsumentów, że skorzystanie z obiecanych rabatów, np. upustu o 20 proc. z gwarancją niezmienności ceny przez 4 lata, wymaga podjęcia przez nich dodatkowych działań w ściśle określonym czasie i obowiązuje tylko do określonych limitów zużycia. Jeśli nie złożyli stosownego wniosku w terminie 30 dni od opublikowania zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy np. dla spółki PGNiG, to zamiast promocyjnych warunków musieli płacić rachunki według normalnego cennika.
- Wprowadzanie w błąd co do wysokości przyszłych rachunków. Konsumenty byli kuszeni obietnicą niższych opłat za prąd lub gaz. Tymczasem rachunki okazywały się wyższe niż u dotychczasowego sprzedawcy, a przedstawiciele FMSP zatajali informacje o dodatkowych opłatach, w tym np. o opłacie handlowej.
- Niewydawanie konsumentom egzemplarzy podpisanych dokumentów, co mogło im utrudniać dokładne zapoznanie się z warunkami umowy, odstąpienie od niej czy dochodzenie roszczeń.
- Nieinformowanie o możliwości odstąpienia od umowy. Konsument ma prawo w ciągu 14 dni zrezygnować bez ponoszenia konsekwencji z kontraktu zawartego poza lokalem firmy. Zgodnie z przepisami firma powinna go o tym poinformować i wręczyć mu wzór odstąpienia od umowy. Reprezentanci FMSP nie zawsze się z tego wywiązywali.
- Nieuznawanie odstąpień od umowy. Zdarzały się przypadki, że mimo złożenia przez konsumenta stosownego oświadczenia w terminie FMSP kontynuowała proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej lub gazu, wysyłała klientowi rachunki i wezwania do zapłaty.

Zobowiązanie – rekompensaty dla konsumentów

Spółka Fortum Marketing and Sales Polska zaprzestała zawierania umów w domach konsumentów. Zaproponowała też rekompensaty, które mają usunąć negatywne skutki nieuczciwych praktyk. Prezes UOKiK wydał decyzję, w której przyjął zobowiązania przedsiębiorcy.

Każdy poszkodowany konsument, który złożył skargę na FMSP nie później niż rok po zawarciu umowy poza lokalem (między 1 listopada 2016 r. a 14 czerwca 2021 r.), miał otrzymać 49 zł rekompensaty. Niezależnie od tego Spółka miała umorzyć lub zwrócić takim osobom wszelkie opłaty związane z rozwiązaniem przez nich umowy przed terminem. Tym, którzy tego nie zrobili, FMSP miała umożliwić wypowiedzenie kontraktu bez ponoszenia kosztów. Natomiast klientom, którzy skarżyli się na wprowadzenie w błąd co do warunków promocji, spółka miała dokonać m.in. korekty rozliczeń ich należności z tytułu zużytego prądu lub gazu z uwzględnieniem obiecywanego rabatu za cały okres promocyjny przewidziany w umowie i wypłacić im nadpłatę. Spółka musiała poinformować każdego poszkodowanego konsumenta o przysługujących mu prawach.

Dodatkowo należy wskazać, że w 2021 r. Prezes UOKiK wszczął dwa postępowania właściwe:

- dotyczące możliwego wprowadzania w błąd konsumentów przez Eneę S.A. z siedzibą w Poznaniu poprzez sposób informowania o ofercie „Pewna cena” oraz
- postępowanie w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone dotyczące klauzul określających jednorazową opłatę za wcześniejsze rozwiązanie umowy przez odbiorcę energii.

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

Oprócz wyżej wymienionych, w 2021 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym.

5.6. Podjęte działania mające na celu dekoncentrację rynku

W 2021 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań mających na celu dekoncentrację rynku.