

Raport Krajowy

Prezesa
Urzędu Regulacji Energetyki
2021

Lipiec 2021

Spis treści

| | |
|--|------------|
| Wykaz skrótów używanych w tekście raportu | 5 |
| 1. Słowo wstępne | 9 |
| 2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu | 10 |
| 3. Rynek energii elektrycznej | 14 |
| 3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu | 14 |
| 3.1.1. Unbundling | 14 |
| 3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci | 16 |
| 3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych | 19 |
| 3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci | 20 |
| 3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu | 25 |
| 3.1.6. Kwestie transgraniczne | 31 |
| 3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci..... | 36 |
| 3.1.8. Elektromobilność | 46 |
| 3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku | 46 |
| 3.2.1. Rynek hurtowy | 46 |
| 3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję | 51 |
| 3.2.2. Rynek detaliczny | 58 |
| 3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję | 58 |
| 3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów | 62 |
| 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 | 75 |
| 4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci | 86 |
| 4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku | 90 |
| 4.2.1. Rynek hurtowy | 90 |
| 4.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję | 91 |
| 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 | 98 |
| 4.3. Bezpieczeństwo dostaw | 98 |
| 5. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK | 102 |

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

| | |
|-------------------------|--|
| ACER | <i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki |
| dyrektywa 2009/73/WE | Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 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 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 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 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 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 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1 z późn. zm.) |
| rozporządzenie 2016/1388 | rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10) |
| rozporządzenie 2016/1447 | rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1) |
| rozporządzenie 2016/1719 | rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42) |
| rozporządzenie 2017/1485 | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1) |
| rozporządzenie 2017/2195 | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6) |
| rozporządzenie 2017/2196 | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312/54 z późn. zm.) |
| rozporządzenie 2019/943 | rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54) |
| rozporządzenie REMIT | rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1) |
| rozporządzenie BAL NC | rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15) |
| rozporządzenie CAM NC | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1) |
| rozporządzenie 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 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29) |
| rozporządzenie taryfowe elektroenergetyczne | rozporządzenia Ministra Energii z 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 elektroenergetyczne gazowe | rozporządzenie Ministra Energii z 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 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.) |
| ustawa o elektromobilności paliwach alternatywnych | ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110) |
| ustawa OZE | ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610) |
| ustawa o rynku mocy | ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247) |
| ustawa o zapasach | ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411) |

1. SŁOWO WSTĘPNE

Raport Krajowy Prezesa URE prezentuje sytuację na polskim rynku energii elektrycznej i gazu w 2020 r. W raporcie przedstawione zostały również działania podjęte przez polskiego regulatora na rzecz rozwoju konkurencji, równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii oraz integracji polskiego rynku gazu i energii elektrycznej.

W ubiegłym roku wiele obszarów życia, nie tylko gospodarczego, uległo radykalnej zmianie ze względu na epidemię COVID-19. Prezes URE uważnie analizował regulacje, które należałoby zmodyfikować aby zapewnić ciągłość funkcjonowania przedsiębiorstw na rynku energii. Włączając się w prace rządu nad przepisami tzw. tarczy antykryzysowej, regulator przedstawił szereg postulatów dotyczących m.in. wydłużenia przedsiębiorcom terminów sprawozdawczych. W ramach tarczy antykryzysowej m.in. wprowadzono regulacje pozwalające energetycznym i gazowym przedsiębiorstwom infrastrukturalnym na przedłożenie Prezesowi URE do uzgodnienia projektów planów rozwoju oraz sprawozdań z ich realizacji nawet o rok później, wydłużono terminy na realizację niektórych obowiązków informacyjnych wynikających z ustawy o zapasach oraz zmodyfikowano przepisy dotyczące wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii miały wpływ zmiany w prawodawstwie krajowym oraz nowe regulacje unijne. W 2020 r. wprowadzone zostało m.in. nowe narzędzie w kształtowaniu taryf dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych – tzw. konto regulacyjne (w przypadku gazu ziemnego, konto regulacyjne ma zastosowanie tylko do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłu paliw gazowych). Mechanizm konta regulacyjnego umożliwi stabilizację przychodu regulowanych przedsiębiorstw energetycznych i ograniczy ryzyko inwestycyjne.

W dalszym ciągu trwały prace związane z wdrażaniem kodeksów sieci oraz pakietu „Czysta energia dla Wszystkich Europejczyków”, w których Prezes URE brał aktywny udział zarówno na poziomie ACER, jak również wypełniając swoje kompetencje na szczeblu krajowym. We wrześniu regulator zatwierdził zmiany w Regulaminie Rynku Mocy, które miały na celu dostosowanie zasad obowiązujących na polskim rynku do przepisów wynikających z ww. unijnego pakietu energii, w zakresie spełnienia limitów emisyjności dla jednostek biorących udział w aukcjach mocy.

Dokładny opis stanu rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2020 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. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Zmiany prawne i regulacyjne

W 2020 r. w związku z epidemią COVID-19 zaistniały szczególne okoliczności, których konsekwencją było wprowadzenie szeregu regulacji zmierzających do łagodzenia niekorzystnych skutków społeczno-gospodarczych. Zmiany powyższe objęły również sektor energetyczny. Jako przykład takich regulacji przytoczyć należy art. 6g ustawy – Prawo energetyczne ograniczający możliwość wstrzymywania dostaw energii i paliw gazowych w związku z ogłoszeniem stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii¹⁾. Innym przykładem są przepisy przedłużające termin wykonania niektórych obowiązków ciążących na przedsiębiorstwach energetycznych oraz umożliwiające dalsze prowadzenie działalności gospodarczej mimo wygaśnięcia koncesji²⁾.

W 2020 r. dokonano szeregu zmian z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. Nie były to jednak zmiany o charakterze zasadniczym. W odniesieniu do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonane zmiany w większości przypadków nie wniosły kluczowych rozwiązań z punktu widzenia kompetencji Prezesa URE. Miały one raczej na celu dostosowanie tej ustawy do zmian innych istotnych przepisów ustawowych, jak również uporządkowanie obszarów objętych regulacją, pod kątem ich prawidłowego funkcjonowania.

1 grudnia ubiegłego roku weszła w życie zmiana rozporządzenia taryfowego, która istotnie zmienia zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska wprowadzone zostało nowe narzędzie w kształtowaniu taryf dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych – tzw. konto regulacyjne. Zaliczkę na to konto uwzględniliśmy po raz pierwszy zatwierdzając dystrybutorom taryfy na 2021 rok. W procesie zatwierdzania taryfy uwzględniliśmy również dodatkowe wynagrodzenia dla tych inwestycji, których realizacja wspiera politykę energetyczną Polski. Dodatkowe środki pozwolą OSD na stabilizację i przewidywalność przychodów, a tym samym zwiększą stabilność prowadzonej działalności.

W obszarze gazu ziemnego, konto rozliczeniowe ma zastosowanie do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłu paliw gazowych. W 2020 r. po raz pierwszy zostało dokonane uzgodnienie konta regulacyjnego dla OSP gazowego, decyzją Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym kontynuowano prace nad „wielką” nowelą ustawy – Prawo energetyczne, m.in. implementującą postanowienia dyrektywy 2019/944. Zakres projektowanych zmian jest bardzo obszerny i niewątpliwie wywrze znaczący wpływ na funkcjonowanie poszczególnych rynków regulowanych, a co za tym idzie w oczywisty sposób przełoży się na uprawnienia i obowiązki organu regulacyjnego. Prace nad ustawą zakończyły się w 2021 r.

Ocena zmian na rynku i regulacji

Polska energetyka przechodzi proces transformacji, który dotyczy każdego jej obszaru: ciepłownictwa, elektroenergetyki, gazownictwa. W obliczu nowych zadań staje także sam Urząd i jego struktura: ta powinna odpowiadać wyzwaniom stojącymi zarówno przed regulatorem rynku, jak i samymi rynkami.

Kluczowe w procesie transformacji jest komplementarne spojrzenie na rynki energii, które wymagają zmiany i jednocześnie wspierają zmianę. W konsekwencji wymaga to dostosowania narzędzi regulacyjnych w wielu obszarach, zarówno tych wynikających z przepisów prawa, jak również tych stosowanych w ramach kompetencji już przyznanych organowi regulacyjnemu oraz stosowanych

¹⁾ Wprowadzony art. 11 ustawy z 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2020 r. poz. 568), zmieniony ustawą z 19 czerwca 2020 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów bankowych udzielanych przedsiębiorcom dotkniętym skutkami COVID-19 oraz o uproszczonym postępowaniu o zatwierdzenie układu w związku z wystąpieniem COVID-19 (Dz. U. z 2020 r. poz. 1086).

²⁾ Art. 15 zzzzs ustawy z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1842 z późn. zm.).

w ramach uznania administracyjnego. Nadrzędnym celem regulacji powinno jednak pozostać równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii, bowiem każdy proces zmiany powinien być akceptowalny społecznie.

Polityka regulacyjna wymaga dostosowania szczególnie w obszarze inwestycyjnym i na ten obszar powinien być położony główny nacisk. Skupiamy się zatem na poprawie warunków do inwestowania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz na promowaniu określonych efektów wynikających z inwestycji, a nie tylko na samym procesie inwestowania. Oznacza to wprowadzenie wymiaru jakościowego do polityki regulacyjnej, jak również ukierunkowanie inwestycji w taki sposób, aby w jak największym stopniu realizowały strategiczne cele określone dla sektora energetyki.

Transformacja energetyczna to przede wszystkim dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, w dużej mierze tych przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Kluczowe w tym procesie jest zapewnienie równowagi pomiędzy korzyściami z „zazieleniania” energetyki, a kosztami wynikającymi ze współpracy tych źródeł z systemem energetycznym, w tym ich kontrybucji w bezpieczeństwo pracy systemu. Odpowiedzią na to wyzwanie powinna być odpowiednia równowaga technologiczna źródeł OZE, jak również wspieranie rozwoju źródeł hybrydowych, czyli energetyki OZE kolejnej generacji.

Istotnym obszarem działalności Prezesa URE jest monitorowanie i kontrola funkcjonowania rynków energii. Ze szczególną uwagą regulator monitoruje hurtowe rynki energii elektrycznej i gazu oraz zachowania uczestników na tych rynkach pod kątem wystąpienia zjawisk, które mogłyby wyczerpywać znamiona manipulacji lub próby manipulacji, a także niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych. Realizacja zadań organu regulacyjnego z obszaru REMIT nabiera jeszcze bardziej istotnego znaczenia w świetle postępującej konsolidacji sektora energetyki, jak również proponowanych zmian w sposobie funkcjonowania rynków, zmniejszających poziom ich transparentności, a w konsekwencji ograniczających mechanizmy samoregulacji w zakresie kontroli zachowań uczestników rynku. Wraz z tego typu zmianami powinny być wzmacniane narzędzia kontroli rynku, w tym zapewnienie odpowiednich zasobów organu regulacyjnego do efektywnej i skutecznej realizacji zadań z obszaru REMIT.

Regulator na bieżąco monitoruje również sposób realizacji publicznoprawnych obowiązków przez przedsiębiorstwa energetyczne, a w uzasadnionych przypadkach wykonuje uprawnienia z obszaru nakładania kar pieniężnych. W 2020 r. łączna wysokość tych kar nałożonych przez Prezesa URE wyniosła ponad 392 mln zł.

Działalność URE stanowi także istotny wkład w zwiększanie transparentności funkcjonowania i znoszenie barier dostępu do rynku. W ramach naszych obowiązków obliczamy i publikujemy wiele wskaźników, przede wszystkim cenowych, charakteryzujących funkcjonowanie regulowanych rynków.

Regulator uważnie i na bieżąco analizuje regulacje, które należałoby zmienić, proponując odpowiednie zmiany lub nowe przepisy prawa. Uczestniczy również aktywnie w wielu procesach legislacyjnych. Tym samym Prezes URE wychodzi naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorców, chroniąc jednocześnie interesy odbiorców energii. Działania te miały szczególnie ważne znaczenie w okresie ogłoszenia stanu epidemii i wynikających z tego stanu ograniczeń, gdyż przyczyniały się do zapewnienia ciągłości funkcjonowania przedsiębiorców i stabilności dostaw energii.

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 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% 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 określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie

docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70% zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943

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 2020 r. obowiązywała decyzja Prezesa URE z 31 grudnia 2019 r.³⁾ przyznająca PSE S.A. takie odstępstwo, z kolei 21 grudnia 2020 r. została wydana decyzja Prezesa URE⁴⁾ na rok 2021.

Prezes URE także był zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie rozporządzenia 2019/943, m.in. w kwestiach zakresu działań regionalnych centrów koordynacyjnych, czy metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych⁵⁾.

W związku z wymogiem rozporządzenia 2019/943, niezbędnym było też wprowadzenie zmian do mechanizmu mocowego funkcjonującego w Polsce. W szczególności dotyczy to wyłączenia z tego mechanizmu jednostek niespełniających norm wskazanych w art. 22 ust. 4 ww. rozporządzenia. Niezbędne zmiany w mechanizmie mocowym w obszarze spełnienia limitów emisyjności dla jednostek biorących udział w aukcjach mocy, z terminem obowiązywania od 1 lipca 2025 r., zostały wprowadzone poprzez zmianę Regulaminu rynku mocy decyzją administracyjną Prezesa URE z 4 września 2020 r.

Na mocy tej decyzji, od 1 lipca 2025 r. wszystkie jednostki, które nie spełniają limitów emisji, nie mogą być beneficjentami rynku mocy. Mimo utraty przychodów z rynku mocy, jednostki nie spełniające wymogów emisji nie znikną z dnia na dzień z systemu energetycznego. Formalnie będą mogły być eksploatowane otrzymując tylko płatność z rynku energii.

Działania w obszarze rynku mocy związane z wdrażaniem CEP

Metodologie wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej, kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru i normy niezawodności oraz oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim

Rozporządzenie 2019/943 w art. 23 ust. 6 nałożyło na ENTSO-E obowiązek przygotowania i przedłożenia do zatwierdzenia przez ACER propozycji metodyki wyliczania wartości niedostarczonej energii elektrycznej (VOLL – *value of lost load*), kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru (CONE – *cost of new entry*) i normy niezawodności (RS – *reliability standard*) oraz oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ERAA – *European Resource Adequacy Assessment*).

Realizując ww. obowiązek ENTSO-E złożyło do ACER w maju 2020 r. projekty, które następnie zostały przeanalizowane i skorygowane przez wszystkie organy regulacyjne w ramach prac utworzonej przez ACER Grupy roboczej Adequacy TF. Dokumenty te podlegały także konsultacjom społecznym z państwami członkowskimi UE oraz zostały zaakceptowane przez Radę Regulatorów ACER Następnie ACER zatwierdziła obie metodyki:

- Decyzją nr 23/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki 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,
- Decyzją nr 24/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z 2 października 2020 r. w sprawie metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8636,Decyzja-dotyczaca-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zdolnos.html>

⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-pryznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

⁵⁾ Decyzja ACER Nr 29/2020: [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2029-2020_Annexes/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20BZR%20-%20Annex%20I%20_%20%20BZR%20methodology.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20Methodology%20and%20assumptions%20that%20are%20to%20be%20used%20in%20the%20bidding%20zone%20review%20process%20and%20for%20the%20alternative%20bidding%20zone%20configurations%20to%20be%20considered.pdf)

Zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943 wskaźnik VOLL zostanie wyznaczony w oparciu o badania ankietowe przeprowadzone na reprezentatywnej grupie odbiorców oraz uśredniony dla całego kraju.

CONE zostanie wyznaczony dla wybranych technologii w oparciu o jednostkowe (odniesione do 1 MW mocy zainstalowanej) nakłady inwestycyjne, roczne koszty stałe oraz jednostkowe koszty zmienne.

Art. 25 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że państwa członkowskie wdrażające rynki mocy, określają niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii poprzez standard niezawodności. Standard ten jest określany przez państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez to państwo na podstawie wniosku organu regulacyjnego. RS oblicza się z wykorzystaniem co najmniej:

- wartości niedostarczonej energii oraz
- kosztu pojawienia się nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru.

Do wyznaczenia normy niezawodności zostaną wykorzystane VOLL oraz CONE. Określi ona dopuszczalną liczbę godzin w roku, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną powiększone o minimalny, niezbędny dla bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego poziom rezerw zdolności wytwórczych, może przewyższać możliwości jej dostawy przy uwzględnieniu wszystkich dostępnych zdolności wytwórczych oraz salda wymiany międzynarodowej.

Metodyka ERAA ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych. 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. Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza co roku ENTSO-E.

Rozporządzenie 2019/943 w art. 24 przewiduje również możliwość sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym w oparciu o ww. metodykę. Prace w tym obszarze zaczęły się w 2021 r.

Prace związane z ankietyzacją odbiorców na potrzeby wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej (VOLL)

Jak powyżej wskazano, 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.

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

Biorąc pod uwagę powyższą definicję, ACER w Decyzji nr 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*), dopuszczając jednocześnie uzupełniająco możliwość wykorzystania metod alternatywnych: WTA (*willingness to accept*) lub wartości bezpośredniej (*direct worth*).

W marcu 2020 r. Prezes URE podjął działania związane z przygotowaniem do przeprowadzenia badania ankietowego odbiorców energii elektrycznej w Polsce. Przygotowano założenia i rozesłano wstępne zapytania ofertowe na przeprowadzenie badania odbiorców w gospodarstwach domowych do wybranych firm badawczych. W kwietniu do tych samych firm wysłano wstępne zapytania ofertowe na przeprowadzenie badania odbiorców w grupach innych niż gospodarstwa domowe.

Po zatwierdzeniu przez ACER ostatecznej wersji metody wyliczania VOLL, CONE i RS, przygotowano w oparciu o załącznik do ww. metodyki, ankietę dla odbiorców energii elektrycznej w Polsce.

W październiku 2020 r. odbyły się spotkania z organizacjami zrzeszającymi odbiorców komercyjnych, w trakcie których przedstawiono regulacje prawne dotyczące VOLL oraz metodologię jego wyliczenia. Zaprezentowano również ankietę oraz poproszono o jej wypełnienie przez kilka firm zrzeszonych w ww. organizacjach.

Dodatkowo przeprowadzono badanie wśród pracowników URE (grupa gospodarstw domowych), których poproszono o wypełnienie ankiety w intranecie. Wnioski z obu badań wskazały, że dla uzyskania wiarygodnych wyników umożliwiających poprawne wyliczenie VOLL niezbędne jest przeprowadzenie

badania ankietowego odbiorców energii elektrycznej w Polsce przez profesjonalną firmę badawczą. W związku z tym w listopadzie 2020 r. rozpoczęto postępowanie w celu wyłonienia wykonawcy.

Metodyka określająca zasady udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych

Rozporządzenie 2019/943 w art. 26 ust. 11 zobowiązało ENTSO-E do przygotowania i przedłożenia do ACER projektu metody wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału w mechanizmach mocowych. Projekt metodyki został przekazany do zatwierdzenia przez ACER 3 lipca 2020 r. Dokument został przeanalizowany i skorygowany przez grupę roboczą Adequacy TF. Podlegał również konsultacjom społecznym oraz z państwami członkowskimi UE, a także został zaakceptowany przez Radę Regulatorów ACER. Następnie ACER zatwierdziła metodykę Decyzją nr 36/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z 22 grudnia 2020 w sprawie specyfikacji technicznych odnoszących się do transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych.

Dokument zawiera następujące regulacje:

- metodologię wyliczenia maksymalnych zdolności wymiany międzysystemowej, które mogą zostać wykorzystane na potrzeby udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych (*maximum entry capacity* – MEC),
- metodologię podziału przychodów z alokacji ww. zdolności wymiany międzysystemowej,
- zasady prowadzenia testów dyspozycyjności zagranicznych dostawców mocy,
- warunki naliczania opłaty za niedyspozycyjność,
- zasady prowadzenia rejestru zakwalifikowanych dostawców mocy,
- zasady identyfikacji mocy kwalifikujących się do udziału w poszczególnych mechanizmach mocowych.

Zgodnie z art. 26 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, MEC będą wyliczane corocznie dla każdej granicy danego mechanizmu mocowego przez regionalne centra koordynacyjne i przekazywane w formie rekomendacji do operatorów systemów przesyłowych.

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 (zwanych 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 2020 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2020 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej. Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling). Ponadto, na koniec 2020 r. działało 178 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD 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). Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Zatwierdzone Programy Zgodności podlegają kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności. Rok 2020 był okresem intensywnych prac związanych z aktualizacją Programów w związku ze zmianami i wyzwaniem, jakie pojawiły się na przestrzeni kilku lat funkcjonowania niezależnych OSD w grupach zintegrowanych pionowo.

W 2020 r. zakończyły się cztery postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w Programach Zgodności TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Celem zmian było dostosowanie treści Programów Zgodności operatorów systemów dystrybucyjnych do opublikowanych przez Prezesa URE w 2019 r. Wytycznych⁶⁾ Wskutek wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programów Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą sieciową i jej rozwojem, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. Wdrożenie nowych uregulowań wymagało prac dostosowawczych i organizacyjnych po stronie operatorów, zatem w poszczególnych decyzjach o zatwierdzeniu zmian Programów Zgodności określony został termin wprowadzenia zmian, który w większości przypadków przypadł na koniec 2020 r. Zakończenie do końca 2020 r. jednego postępowania w sprawie zatwierdzenia zmian w Programie Zgodności nie było możliwe, ze względu na utrzymujące się różnice stanowisk operatora oraz Prezesa URE.

OSD opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do niego mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do Internetu.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2020 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2021 r. Analiza treści sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie samych Programów oraz tzw. Inspektorów ds. zgodności, których zadaniem jest monitorowanie realizacji Programów Zgodności. Inspektor powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do informacji będących w posiadaniu operatora oraz jednostek z nim powiązanych, które są niezbędne do wypełnienia jego zadań. Inspektorzy w 2020 r. podejmowali działania w celu upowszechnienia Programów Zgodności i zapobiegania naruszeniom zapisów tych programów. W tym nurcie prowadzone były działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz wykładnia postanowień Programów Zgodności, poradnictwo, konsultacje, obsługa zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Powszechnie stosowana była także zasada opiniowania przez Inspektorów ds. zgodności projektów regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora. Także współpraca Inspektorów ds. zgodności z innymi służbami operatorów w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji wrażliwych, wpisywała się w nurt działań profilaktycznych. W tym samym nurcie odnotować należy także wystąpienie we wrześniu 2020 r. jednego z operatorów do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie opinii w sprawie zmiany logo, w związku z procesem integracji grupy kapitałowej. Zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE pozostawiono logo operatora bez modyfikacji.

W nielicznych przypadkach Inspektor ds. zgodności odegrał także istotną rolę interweniując ex-post w sprawie zgłoszeń wskazujących na zdarzenia i okoliczności noszące znamiona naruszenia Programu

⁶⁾ Informacja Prezesa URE nr 15/2019 z 18 lutego 2019 r. w sprawie Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania.

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

Ostatecznie więc, na podstawie informacji przekazanych w sprawozdaniach sformułować można ocenę, że w 2020 r. nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programów Zgodności.

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

3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci

Monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych

Przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej – będące jedynym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego działającym na terytorium Polski, wyznaczonym przez Prezesa URE – realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju tego operatora – na podstawie przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne – podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. 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 – Prawo energetyczne. Zgodnie z nim, 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 ponad 14,2 mld 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 2020 (do przedkładania których przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne), OSP poinformował o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych na poziomie 1 109,6 mln zł (tj. w stopniu 63%, przy założonym na ten rok planie 1 759,5 mln zł, dane w cenach bieżących z roku realizacji inwestycji sieciowych tj. 2020).

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 Europy (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 2020 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 2020 r.):

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

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

Z przeprowadzonej analizy sprawozdania za rok 2020 z wykonania planu rozwoju na lata 2018-2027 wynika, że PSE S.A. w ramach inwestycji służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zrealizowało projekt: Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Krajnik.

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 na bieżąco wyjaśniane z OSP.

Inteligentne sieci elektroenergetyczne

Mając na uwadze fakt, że 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.

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

w obszarze projektu strategicznego pn. „Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych” – przewiduje wdrożenie takich sieci, dla integracji zachowań i działań wszystkich przyłączonych do nich podmiotów i użytkowników. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej pozwoli na wyprowadzenie mocy z istniejących i nowych źródeł (w tym energetyki wiatrowej i jądrowej) i poprawę pewności zasilania, a także do zwiększenia możliwości wymiany transgranicznej, z zachowaniem zasady samowystarczalności mocy wytwórczych w Polsce. Inwestycje w systemach dystrybucyjnych (odtworzenia sieci, skablowania sieci średniego napięcia) wpłyną na poprawę jakości dostaw do odbiorców końcowych, co oznacza w szczególności skrócenie długości przerw w dostawach energii. Ponadto inwestycje przyczynią się będą do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową). Dla poprawy sprawności działania w sytuacjach awaryjnych wdrożony zostanie cyfrowy system łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych, a infrastruktura wyposażona zostanie w urządzenia sterowania.

Jak wspomniano wcześniej, stosownie do postanowień art. 16 ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej – podobnie jak OSP – którzy zajmują się dystrybucją dla 100 lub więcej odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie co najmniej 50 GWh, mają obowiązek sporządzić i uzgodnić z Prezesem URE plan rozwoju, uwzględniający m.in.:

- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii, oraz
- przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu.

Podjęte przez operatorów systemów dystrybucyjnych działania w zakresie wdrożenia, eksploatacji i oceny efektów projektów pilotażowych w zakresie instalowania liczników zdalnego odczytu (zgłoszone w ramach planów rozwoju) zostały zakończone, a ich efekty wykorzystywane są przy pracach nad pakietem ustaw dotyczących masowego wdrożenia liczników inteligentnych na terenie kraju. Pod przewodnictwem Ministerstwa Klimatu rozpoczęły się prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, który wprowadza systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania, polegające na obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem określonym w tym projekcie zmiany ustawy oraz na powołaniu Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji rynku energii. Harmonogram montażu przez operatorów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej liczników zdalnego odczytu (tzw. Inteligentnych) zakłada, że do końca 2023 r. ma je mieć co najmniej 15 proc. odbiorców danego OSD, dwa lata później – 35 proc., na koniec 2027 r. wskaźnik ten ma wynosić co najmniej 65 proc., a do końca 2028 r. – co najmniej 80 proc. odbiorców końcowych, w tym, co najmniej 80 proc. gospodarstw domowych. Ustawa została podpisana przez Prezydenta 1 czerwca 2021 r. i ogłoszona 18 czerwca 2021 r.

Projekty pilotażowe w zakresie instalowania liczników zdalnego odczytu (bilansujących w stacjach transformatorowych oraz liczników u odbiorców końcowych), o których mowa powyżej oraz wyciągnięte z tych projektów wnioski co do tempa wdrażania tego opomiarowania potwierdziły tezę o zasadności przesunięcia instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych, zainstalowaniu liczników bilansujących i zmodernizowaniu sieci do poziomu sieci inteligentnych na okres po 2021 r., tj. po okresie realizacji pierwszego (bieżącego) etapu regulacji jakościowej, obejmującej lata 2016-2020.

Natomiast zrealizowane przez OSD procesy modernizacyjne, zgodnie z uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju, doprowadziły do zauważalnych efektów w spadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w latach 2016-2019 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Znaczący udział w tym celu miała wdrożona w 2015 r. regulacja jakościowa, która zakładała istotne obniżenie tych wskaźników w horyzoncie kilkuletnim.

Z uwagi na realizację przez OSD wyłącznie projektów pilotażowych regulator nie tworzył narzędzi wyłącznie dedykowanych ocenie tych inwestycji (oceniana była łączna wykonana wielkość nakładów w relacji do planu, w ramach danej grupy aktywów energetycznych). Niemniej, 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 2020, pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej poinformowało o:

- opracowaniu zakresu inwestycji planowanych do zrealizowania w 2020 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 przyłączeniem nowych odbiorców i wytwórców energii elektrycznej oraz rozwój sieci elektroenergetycznych, związany z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc,
 - niższym od planowanego wykonaniu nakładów na rozwój sieci, wynikającym przede wszystkim z panującej w kraju pandemii 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),
 - 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.

W ramach prac nad rozwojem sieci OSD realizowali także zadania mające na celu wykrywanie zwarć w sieci SN, przy wykorzystywaniu dostępnych oferowanych rozwiązań oraz pracach badawczo-rozwojowych jak np. nowatorskie podejście do detekcji zwarć w głębi sieci w oparciu o synchronofazy. Ponadto w 2020 r. rozpoczęto prace projektowe mające na celu wykorzystanie nowoczesnych rozwiązań dotyczących instalacji urządzeń SMART w sieciach nN pozwalających na pełną detekcję, pomiary oraz sterowanie elementami sieci nN zgodnie z założeniami automatyzacji przełączeń i automatyki Self Healing Grid. Dzięki tej funkcjonalności system dyspozytorski i urządzenia automatyki będą docelowo w stanie samoczynnie wyłączyć uszkodzony element i utrzymać zasilanie odbiorców wykorzystując do tego sprawne elementy (operacje łączeniowe wykonywane automatycznie w czasie poniżej 1 minuty).

3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2020 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) OSP – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) 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.

Taryfa OSP została zatwierdzona 17 grudnia 2020 r. na okres do 31 grudnia 2021 r. Taryfy przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego OSD, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową, na rok 2021, również zostały zatwierdzone w grudniu 2020 r.

Natomiast postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla pięciu największych OSD na okres do 31 grudnia 2021 r. zostały zakończone wydaniem decyzji: dla innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – 5 stycznia 2021 r., dla TAURON Dystrybucja S.A. i ENEA Operator Sp. z o.o. – 8 stycznia 2021 r. oraz dla ENERGA-OPERATOR S.A. i PGE Dystrybucja S.A. – 14 stycznia 2021 r.

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 obniżyć 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 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (dalej: „rozporządzenie systemowe”), które z kolei znalazły odzwierciedlenie w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej poszczególnych operatorów sieciowych. Zgodnie z art. 9g ustawy operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio IRIESP lub IRiESD. W dalszej kolejności przywołane instrukcje są zatwierdzane przez Prezesa URE, a zawarte w instrukcjach metody, warunki, wymogi oraz zasady są wiążące dla operatorów sieci oraz użytkowników przyłączonych do sieci tych operatorów, oraz stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

Zgodnie z art. 9g ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, 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.

Do najważniejszych zmian w IRIESP zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE, dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności sieci należy zaliczyć aktualizację postanowień w zakresie testów odbiorczych i sprawdzających zdolność jednostek wytwórczych do realizacji procedur planu obrony systemu i planu odbudowy, aktualizację zapisów dotyczących planu działania na wypadek utraty połączenia z KSE lub zaniku napięcia w tym systemie oraz aktualizację postanowień dotyczących wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Z kolei do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD pięciu największych OSD, a zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć wprowadzenie zapisów w zakresie pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z art. 9c ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 12 ust. 2 rozporządzenia 2019/943.

Zarządzanie ograniczeniami

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

W 2020 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. Wobec tego, że decyzje Prezesa URE z 17 maja 2017 r. wydane w odniesieniu do wymienionych granic obszarów rynkowych Polska-Szwecja 4 oraz Polska-Litwa w 2020 r. pozostały w mocy, nie wydawano długoterminowych praw przesyłowych.

PSE S.A. prowadziła w 2020 r. alokację zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczyło 29 OSP z 24 krajów w Europie. Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit*, organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Joint Allocation Office S.A. (JAO), którego właścicielami są operatorzy systemów przesyłowych, w tym PSE S.A. W ramach takich skoordynowanych przetargów PSE S.A. w 2020 r. udostępniała zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami regulacyjnymi operatorów systemów przesyłowych niemieckiego – 50Hertz Transmission GmbH, czeskiego – ČEPS a.s. i słowackiego – SEPS a.s. Udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – dnia następnego (*day-ahead*) oraz w dniu realizacji dostawy dnia bieżącego (*intra-day*).

Od 19 listopada 2019 r. polski obszar rynkowy jest częścią mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (Single Intra-Day Coupling – SIDC) realizowanego z wykorzystaniem platformy XBID w trybie notowań ciągłych (*implicit*). Mechanizmem SIDC zostały początkowo objęte granice Polski: CZ-PL, DE-PL, LT-PL oraz PL-SE4 (PL-SE4 z pierwszą dobą handlową 22.01.2020 r.). 4 lutego 2020 r. uruchomiono rozwiązanie tymczasowe dla rynku dnia bieżącego na granicy polsko-słowackiej oparte na mechanizmie aukcji typu *explicit* stosowanym do 19 listopada 2019 r. na całym profilu synchronicznym. Proces, realizowany za pośrednictwem systemu DAMAS, był administrowany przez czeskiego OSP – ČEPS a.s., pełniącego rolę Biura Alokacji. Rozwiązanie to jest przewidziane do stosowania do czasu objęcia granicy polsko-słowackiej mechanizmem SIDC.

Decyzje Prezesa URE wydane w porozumieniu z pozostałymi organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic i Hansa w 2019 r. dotyczące zatwierdzenia metod wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego pozostawały w 2020 r. w mocy i oczekiwana jest ich implementacja zgodnie z ramami czasowymi określonymi w decyzjach Prezesa URE.

W 2019 r. ACER wydała decyzję określającą metody wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core, która nadal obowiązuje.

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

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. W polskim obszarze rynkowym 25 sierpnia 2020 r. uruchomiono MNA w zakresie realizacji procesu SIDC. Od listopada 2019 r. proces SIDC był realizowany w polskim obszarze rynkowym przez TGE S.A. W sierpniu 2020 r. operacyjnie uruchomił się także Nord Pool EMCO AS, natomiast w 2021 r. planowane jest także operacyjne uruchomienie EPEX SPOT SE.

W 2020 r. trwały przygotowania do uruchomienia drugiego komponentu MNA, czyli realizacji procesu SDAC w formule wielu NEMO. MNA w obszarze SDAC został uruchomiony 9 lutego 2021 r. Wcześniej proces SDAC w polskim obszarze rynkowym był realizowany tylko przez TGE S.A. Wraz z wdrożeniem

formuły wielu NEMO w Polsce, działalność w tym zakresie rozpoczęli również EPEX SPOT SE i Nord Pool EMCO AS.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2020 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 r. wyniosła 390 637 700 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 okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r., w podziale na poszczególne granice

| Wyszczególnienie | Wartość [tys. zł] |
|----------------------------------|-------------------|
| Polska – Czechy | 69 952,7 |
| Polska – Niemcy | 118 327,8 |
| Polska – Słowacja | 11 725,2 |
| Polska – Litwa | 44 331,9 |
| Polska – Szwecja | 140 480,1 |
| Tranzyt Szwecja – Polska – Litwa | 7 850,2 |
| Razem | 392 667,8 |
| Zwroty zdolności | -2 030,1 |
| Razem | 390 637,7 |

Źródło: Dane PSE S.A., wg stanu księgowego na 23 lutego 2021 r.

Całkowita kwota przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach wzajemnych uzyskanych w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r., po pomniejszeniu o należny podatek dochodowy, tj. kwota 316 416,5 tys. zł, zasili Fundusz Celowy. Powyższy fundusz funkcjonuje na podstawie Regulaminu przyjętego Uchwałą Nr 20/2006 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki 28 lipca 2006 r. 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.

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.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 235 642 500 zł.

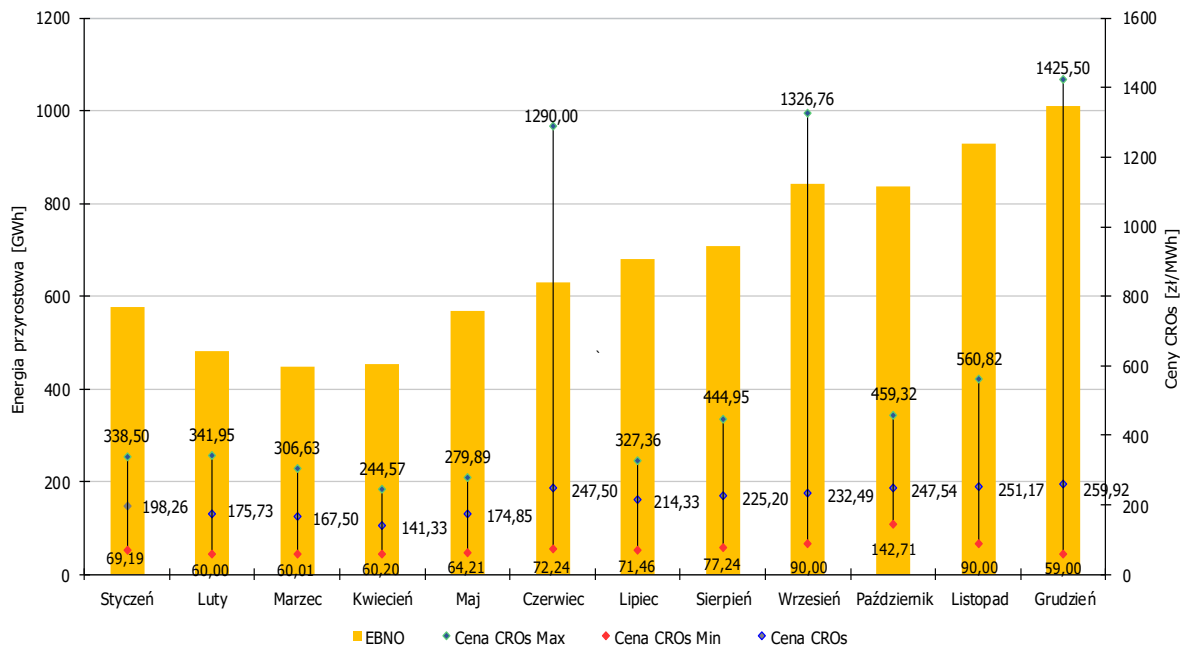
Usługi bilansowania systemu

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. Zarówno IRiESP, jak i WDB podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

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

Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2020 r.



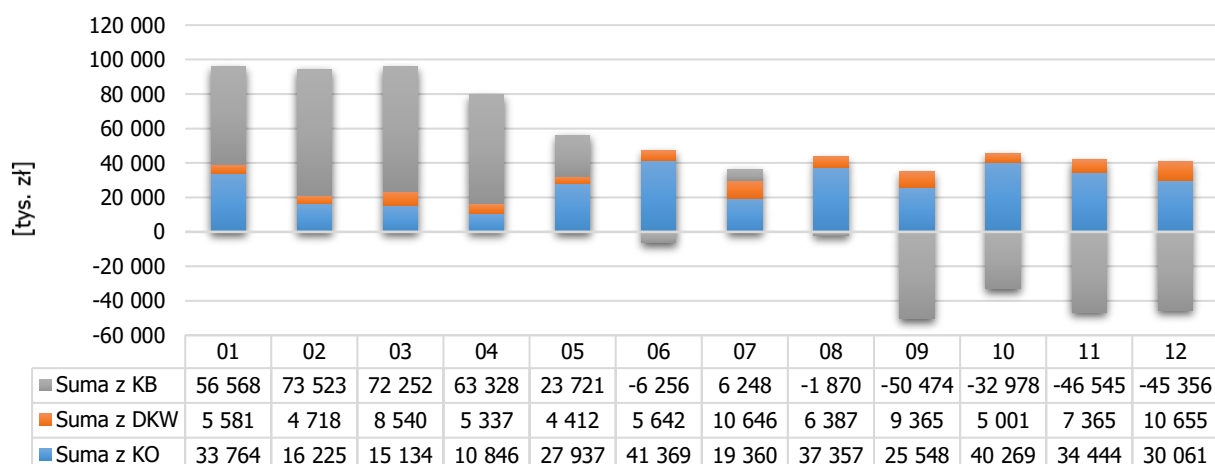
Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

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

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

Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP, a następnie warunkach dotyczących bilansowania, wyniosły 332,315 mln zł w 2020 r. Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2020 r. przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 2. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) była pozyskiwana przez OSP na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE⁷⁾. Rozliczenia tej rezerwy były dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekraczała wartości ceny referencyjnej godzinowej obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2020 r. wyniosła 3 825, z czego dla 323 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (44,24 zł/MW-h). Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2020 r. wyniosła 26,59 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 6 186,861 MW-h.

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

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 z Rynkiem Bilansującym. Zasady te są określone w IRiESD i wpływają przede wszystkim na realizację zasady TPA. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie OSP, a zasady te zostały opisane przez OSP w IRiESP.

W 2020 r. na bilansowanie systemu miały wpływ zmiany w IRiESP oraz IRiESD. Do najważniejszych zmian w IRiESP zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć wprowadzenie:

- rozwiązania przejściowego dla Rynku Dnia Bieżącego opartego na mechanizmie aukcji typu *explicit*, które rozpoczęto stosować dla granicy Polska-Słowacja oraz wprowadzenie modyfikacji harmonogramów przekazywania i korygowania dokumentów Zgłoszenia Wyników Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego (ZWMC) i zgłoszeń Giełdowych Cen Energii (GCE) w procesie Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego,
- możliwości rozszerzenia obszaru Rynku Bilansującego o miejsca w sieci na średnim lub niskim napięciu, w których energia elektryczna jest pobierana przez OSP albo OSD na ich potrzeby własne w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- zmian dotyczących procesu wymiany i zarządzania danymi strukturalnymi, planistycznymi oraz czasu rzeczywistego, o których mowa w rozporządzeniu 2017/1485, w szczególności OSP, OSD oraz znaczącymi użytkownikami sieci,

⁷⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/5005/20141106ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>,
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/4011/20131210ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>

- aktualizację postanowień IRiESP poprzez odniesienie wymagań technicznych w zakresie regulacji, w ramach działania regulatora częstotliwości/prędkości obrotowej, do nośnika źródła energii w miejsce dotychczasowego odniesienia do paliwa jako źródła energii, aktualizację postanowień w zakresie testów odbiorczych i sprawdzających zdolność jednostek wytwórczych do realizacji procedur planu obrony systemu i planu odbudowy, aktualizację zapisów dotyczących planu działania na wypadek utraty połączenia z KSE lub zaniku napięcia w tym systemie oraz aktualizację postanowień dotyczących wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD wszystkich pięciu OSD zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- dostosowanie IRiESD do zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z 5 marca 2020 r. „Warunków dotyczących bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia 2017/2195”,
- wprowadzenie zapisów w zakresie pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z art. 9c ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 12 ust. 2 rozporządzenia 2019/943,
- dokonanie zmian w zakresie zapisów odnoszących się do prosumenta energii odnawialnej, które wynikają ze zmiany ustawy OZE,
- dokonanie zmian w zakresie udzielania bonifikat wynikających z rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego,
- aktualizację 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, przeprowadził w 2020 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2020-2034 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

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

Do końca 2020 r. nie została zakończona analiza i podsumowanie zebranych danych, w szczególności nie zostały sformułowane wnioski z badania.

Działania związane z rynkiem mocy

Rok 2020 to kolejny rok obowiązywania ustawy o rynku mocy, która weszła w życie 18 stycznia 2018 r. i wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁸⁾. Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego na dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie

⁸⁾ Przedmiotowy system pomocy publicznej został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r. State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism (C(2018) 601 final), opublikowaną 18 kwietnia 2018 r., http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf.

tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z jej realizacją. Do najważniejszych, zrealizowanych w roku sprawozdawczym, należy zaliczyć: zatwierdzenie i ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji dodatkowych mocy na rok 2021⁹⁾, publikację wykazu odbiorców przemysłowych zgodnie z art. 71 ust. 3 i 4 ustawy o rynku mocy¹⁰⁾ oraz wyznaczenie wybranych godzin doby¹¹⁾ i kalkulację stawek opłaty mocowej na 2021 r.¹²⁾

Wypełniając dyspozycję art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy, Prezes URE zaopiniował również parametry do aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametry do aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022 przedłożone przez ministra właściwego ds. energii.

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 2021.

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 2020 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2025, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2025,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2025 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2022.

Certyfikacja ogólna w 2020 r.

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2020 r. w jej ramach złożono 1 210 wniosków, tj. prawie 11% więcej niż w 2019 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 188 jednostek, tj. ok. 9% więcej niż w 2019 r. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 54,9 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 1%).

W wyniku prac związanych z weryfikacją certyfikacji zidentyfikowano 54 jednostki fizyczne wytwórcze istniejące, które nie poddały się obowiązkowi certyfikacji ogólnej w 2020 r. W URE prowadzono postępowania wyjaśniające w przedmiotowej sprawie.

Aukcje dodatkowe na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021

18 marca 2020 r. odbyły się aukcje dodatkowe na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021. Warunkiem uczestnictwa w aukcjach dodatkowych było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji dodatkowych.

Tabela 2. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021

| Kwartał roku dostaw 2021 | Liczba ofert, które wygrały aukcję główną | Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW] |
|--------------------------|---|--|
| I | 25 | 880,931 |
| II | 7 | 303,260 |
| III | 5 | 156,010 |
| IV | 17 | 616,760 |

Źródło: URE.

⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8808,Informacja-nr-272020.html>

¹⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9220,Informacja-nr-752020.html>

¹¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9133,Informacja-nr-582020.html>

¹²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9162,Informacja-nr-632020.html>

Aukcje dodatkowe na każdy z czterech kwartałów roku dostaw 2021 zakończyły się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok.

Aukcja główna na rok dostaw 2025

14 grudnia 2020 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2025. Warunkiem uczestnictwa w aukcji głównej było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji.

Tabela 3. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2025

| Rok dostaw | Liczba ofert, które wygrały aukcję główną | Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW] |
|------------|---|--|
| 2025 | 55 | 2 367,304 |

Źródło: URE.

Liczba ofert, które wygrały aukcję główną na rok dostaw 2025 to 55. Aukcja główna na rok dostaw 2025 zakończyła się w rundzie 7 z ceną zamknięcia równą 172,85 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych dla roku dostaw 2025 zawartych w wyniku aukcji wyniosła 2 367,304 MW, w tym 275,717 MW dotyczyło umów mocowych zawartych na okres od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. Jednocześnie, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 4 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2021 wyniosła 12 458,819 MW. Z kolei, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 3 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2022 wyniosła 125,000 MW. Natomiast, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 2 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2023 wyniosła 852,603 MW. Dodatkowo, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej na rok 2024 wyniosła 5 669,035 MW.

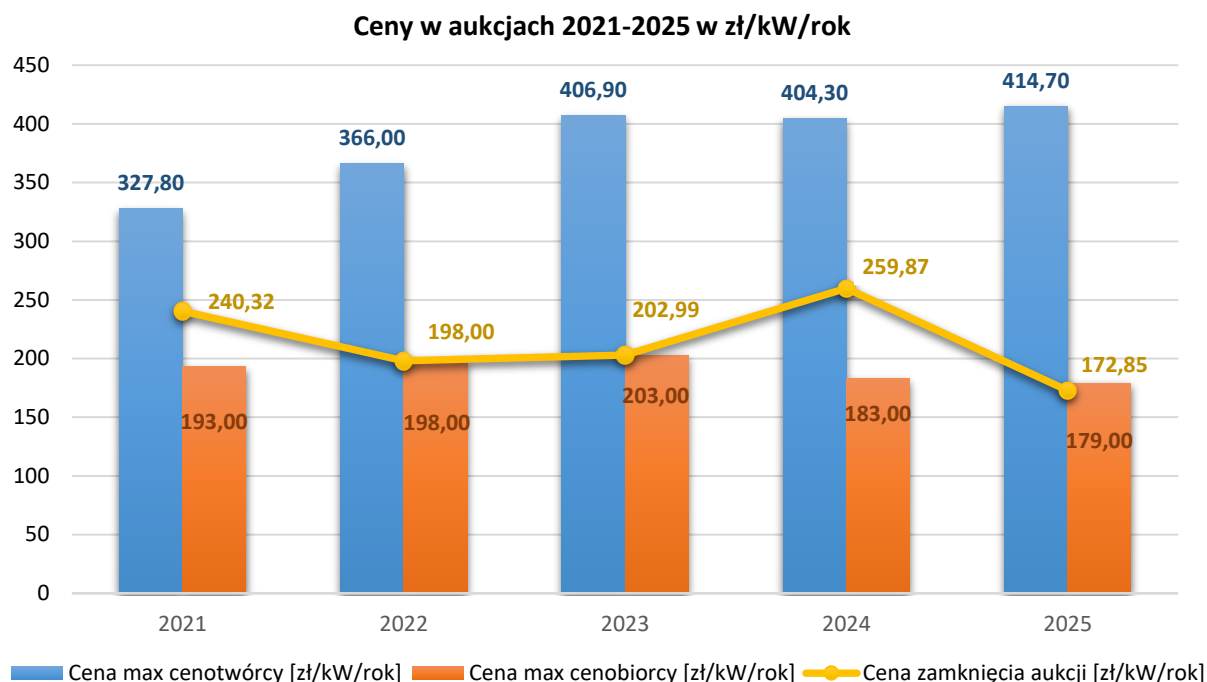
W konsekwencji na rok dostaw 2025 zawarte zostały umowy mocowe na 21 472,761 MW. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2025 wynosi 166,456 MW.

Należy zwrócić uwagę również na fakt, że w 2020 r. pierwszy raz miała miejsce aukcja wstępna do aukcji głównej na rok dostaw 2025 dla strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2 ustawy obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej. Aukcja ta odbyła się 24 sierpnia 2020 r. i zakończyła się przyjęciem 1 oferty, a suma mocy ofert przyjętych w aukcji wstępnej wyniosła 80 MW¹³⁾. Ostatecznie oferta ta nie wygrała w aukcji głównej na rok dostaw 2025.

Wyniki akcji, które miały dotychczas miejsce zostały zobrazowane poniżej.

¹³⁾ https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wyniki_aukcji_wstepnej_do_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Rysunek 3. Zmiany cen z aukcji na aukcję oraz porównanie kosztów rocznych rynku mocy wg faktycznie ukształtowanych w wyniku przeprowadzonych aukcji – dla lat 2021-2025



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf



Uwaga: Koszty roczne rynku mocy dla 2022 r. nie uwzględniają wyników aukcji dodatkowych przeprowadzonych w marcu 2021 r.

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf

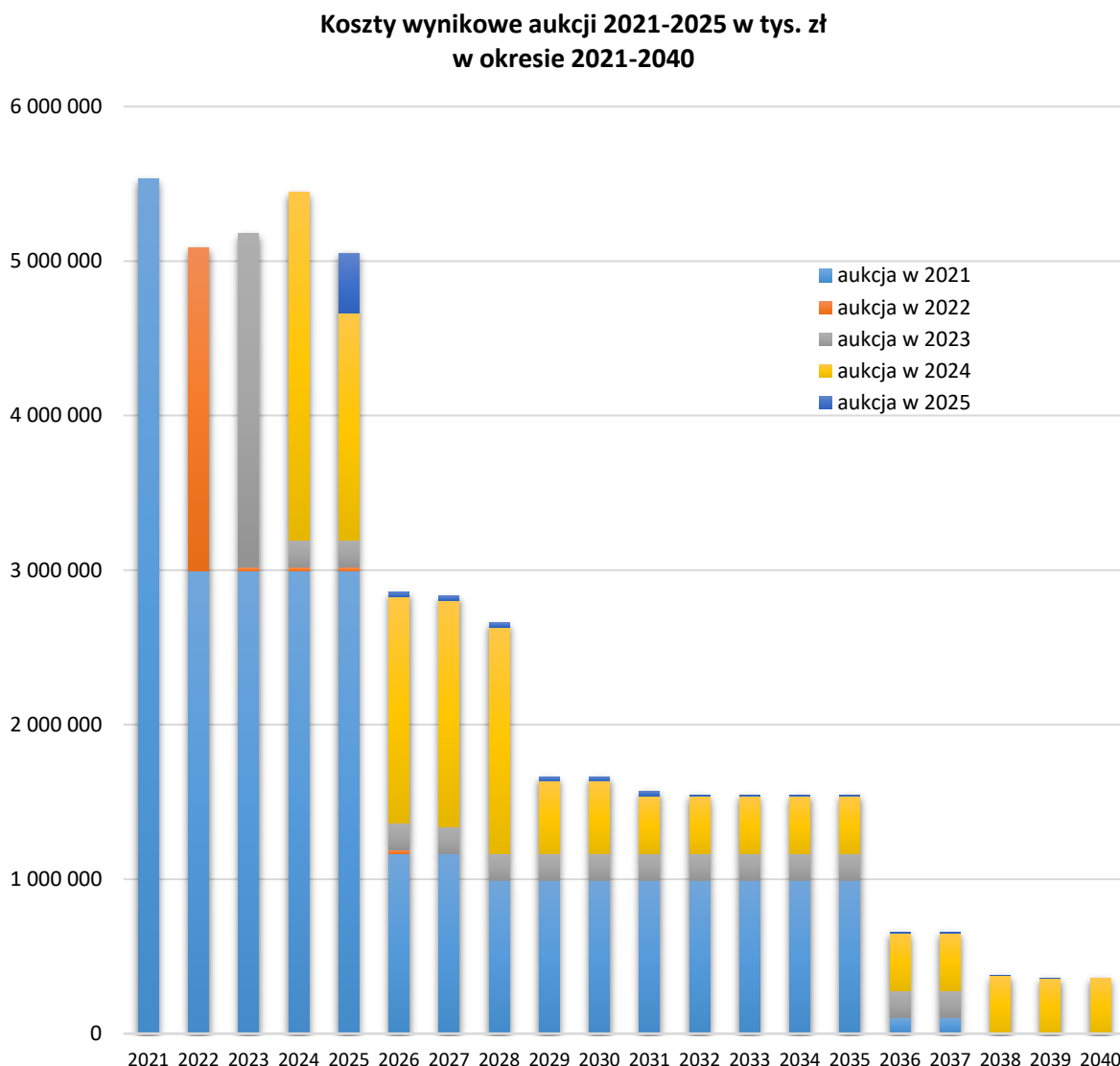
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

oraz OSR do ustawy o rynku mocy w wersji z 23 czerwca 2017 r.

Należy zwrócić uwagę, że pełne koszty rynku mocy w poszczególnych latach będą znane po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych. 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*. Aukcje dodatkowe na okres dostaw przypadający na rok 2022 zostaną przeprowadzone w 2021 r. PSE S.A. ogłosiła 1 marca 2021 r. termin przeprowadzenia aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022. Aukcje odbyły się 16 marca 2021 r.

Rysunek 4. Koszty roczne umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mocy na lata 2021-2025 w podziale na aukcje



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

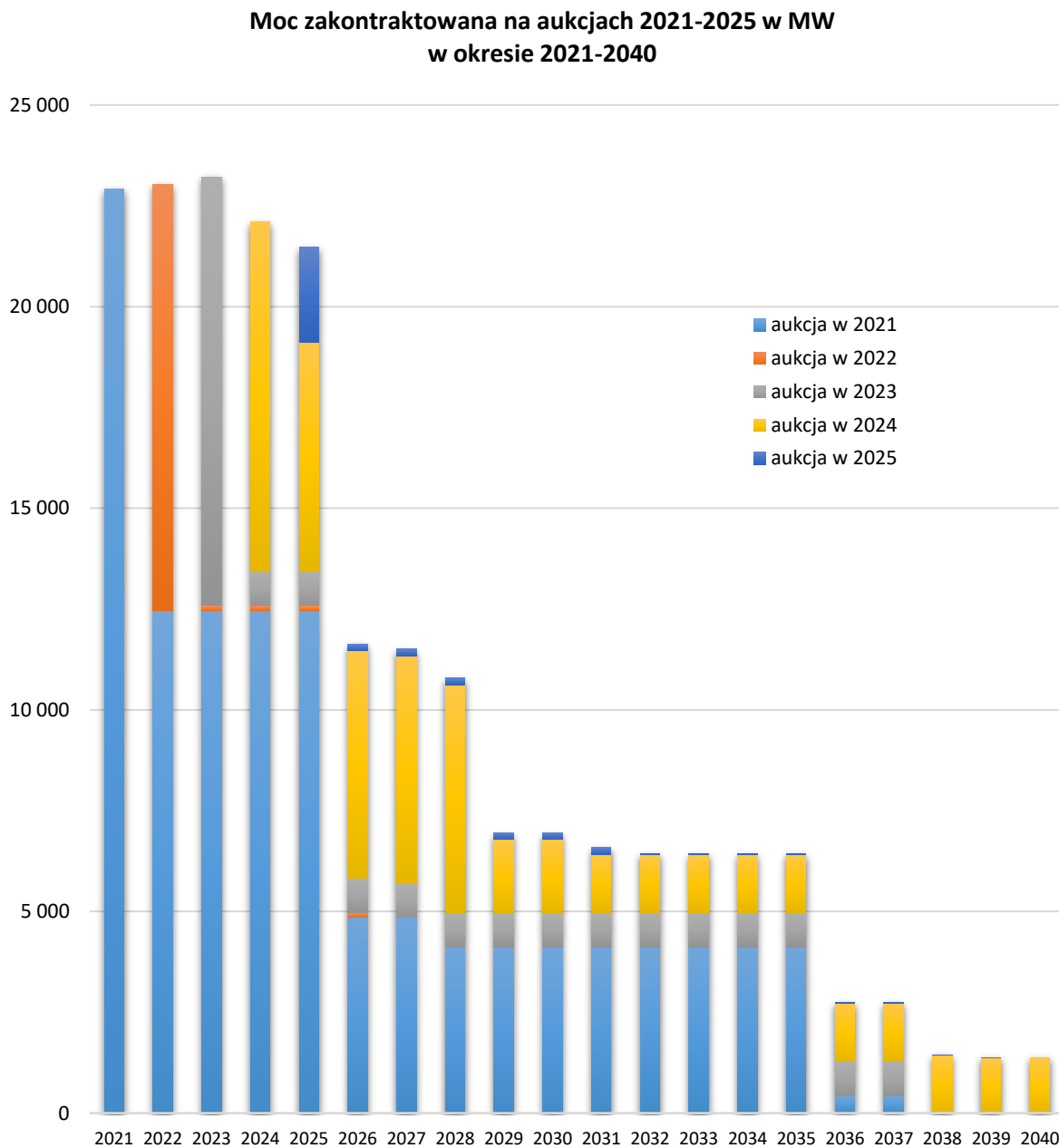
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Rysunek 5. Moc zakontraktowana w aukcjach mocy na lata dostaw 2021-2025 w podziale na aukcje

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Należy wskazać, że realizacja procesów rynku mocy w 2020 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń.

3.1.6. Kwestie transgraniczne

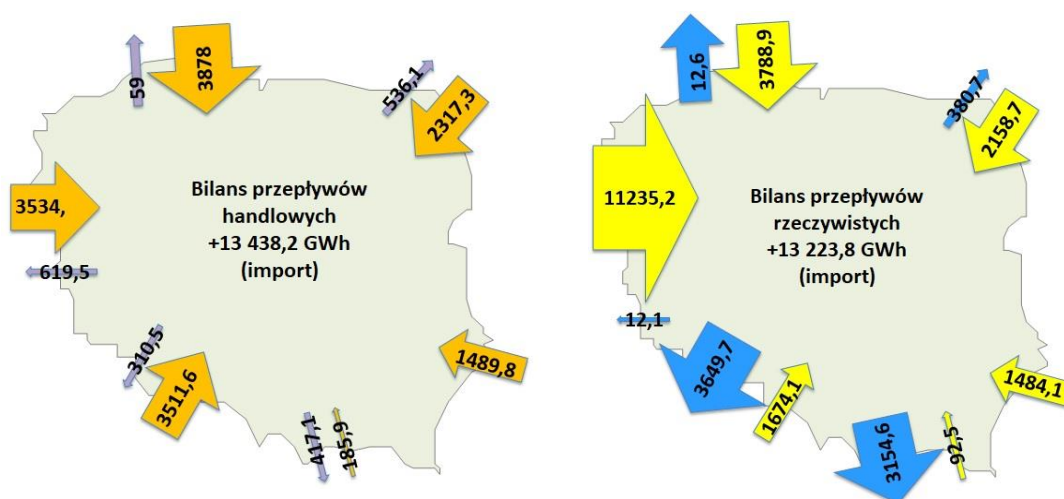
Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

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 2020 r. nie wystąpiły wyłączenia awaryjne po stronie polskiej skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Kilukrotnie niedotrzymanie planów wymiany powodowane były awaryjnym odstąpieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

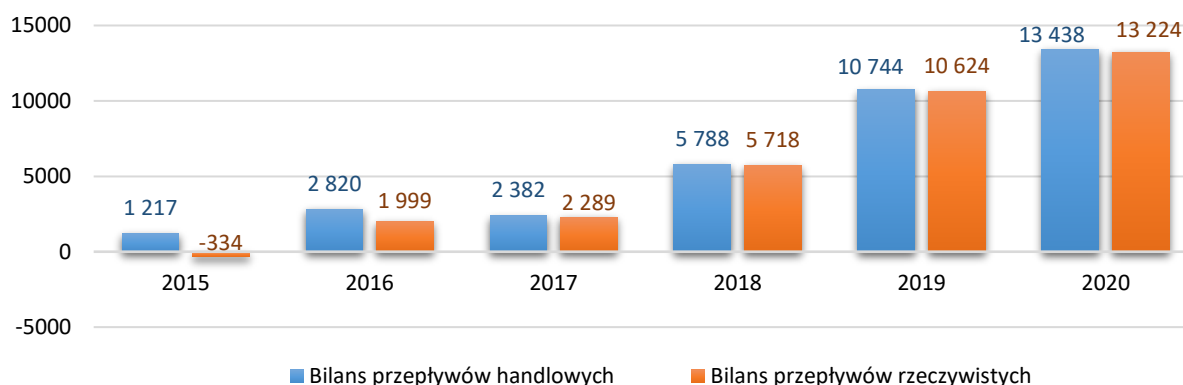
Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2020 r. zostały przedstawione poniżej.

Rysunek 6. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2020 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 7. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2015-2020 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

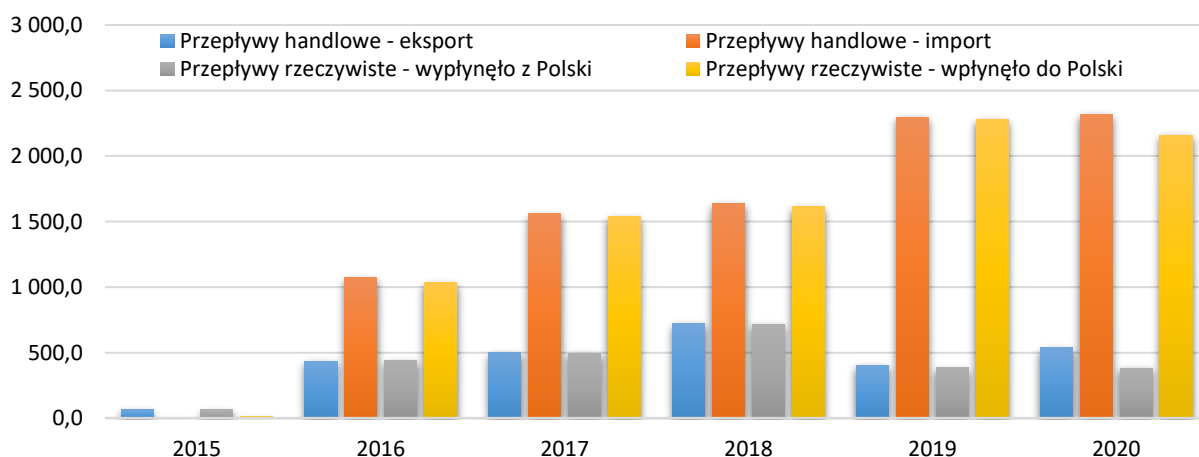
Na poniższych rysunkach przedstawiono porównanie danych w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wpływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi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

Rysunek 8. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2015-2020 [GWh]



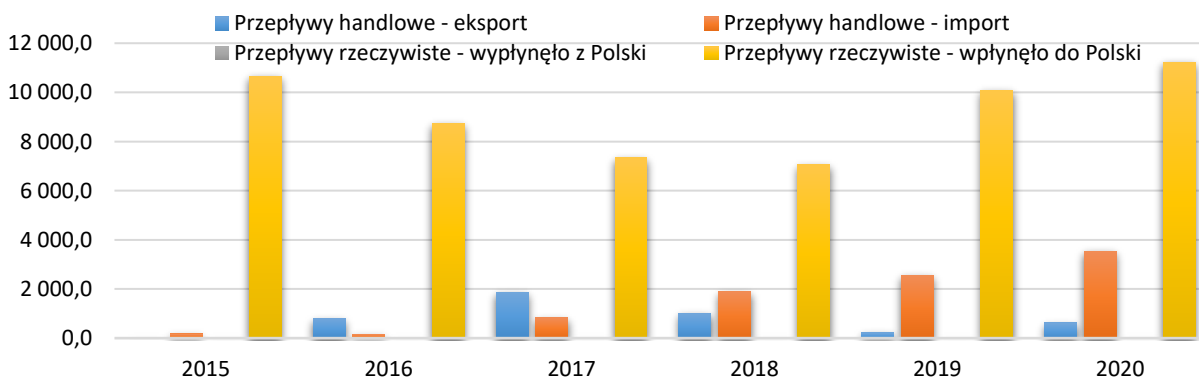
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 9. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2015-2020 [GWh]

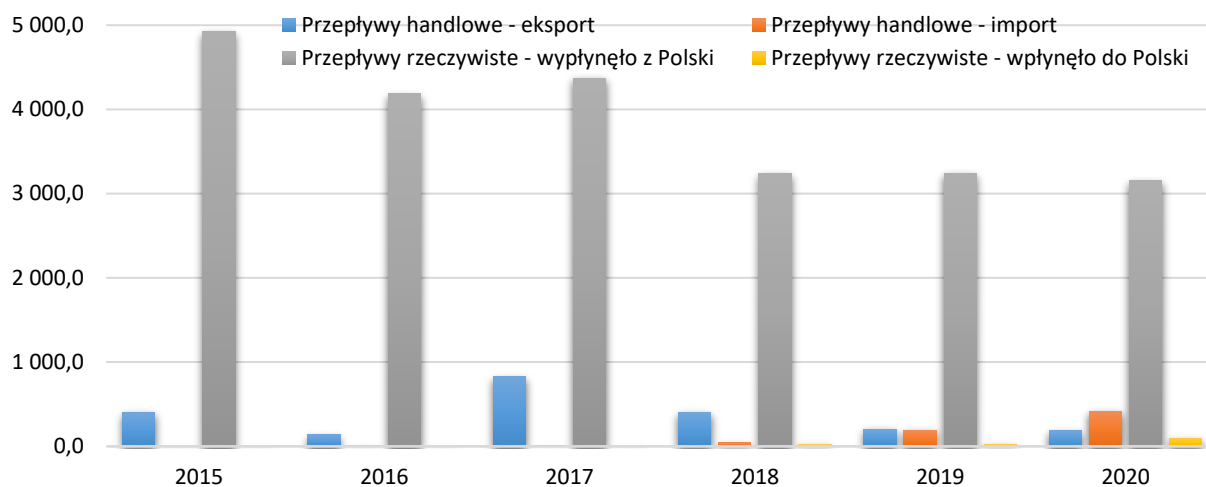


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

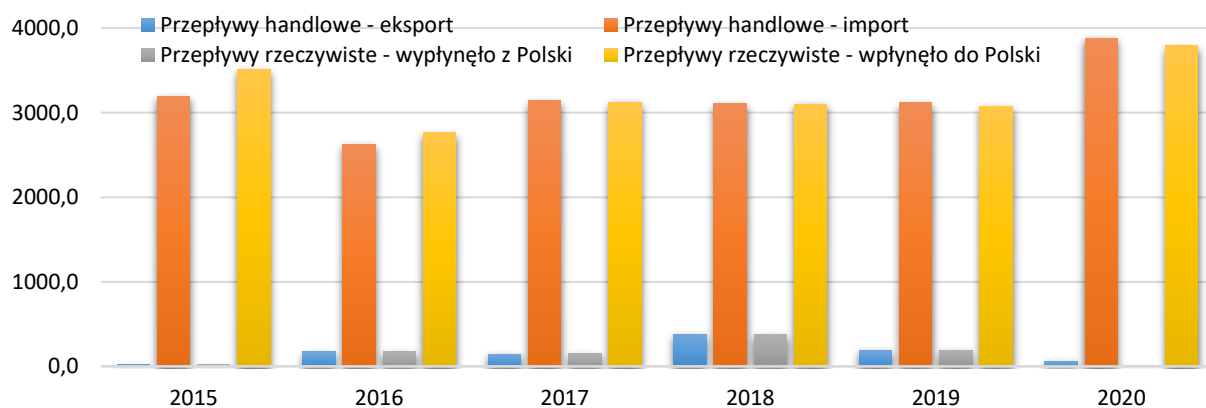
Rysunek 10. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2015-2020 [GWh]



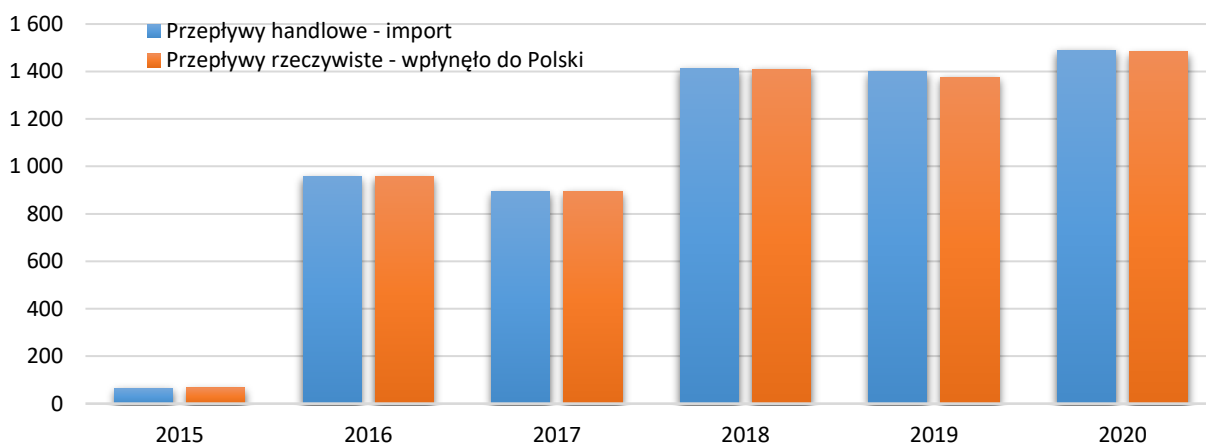
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 11. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2015-2020 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 12. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2015-2020 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 13. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2015-2020 [GWh]

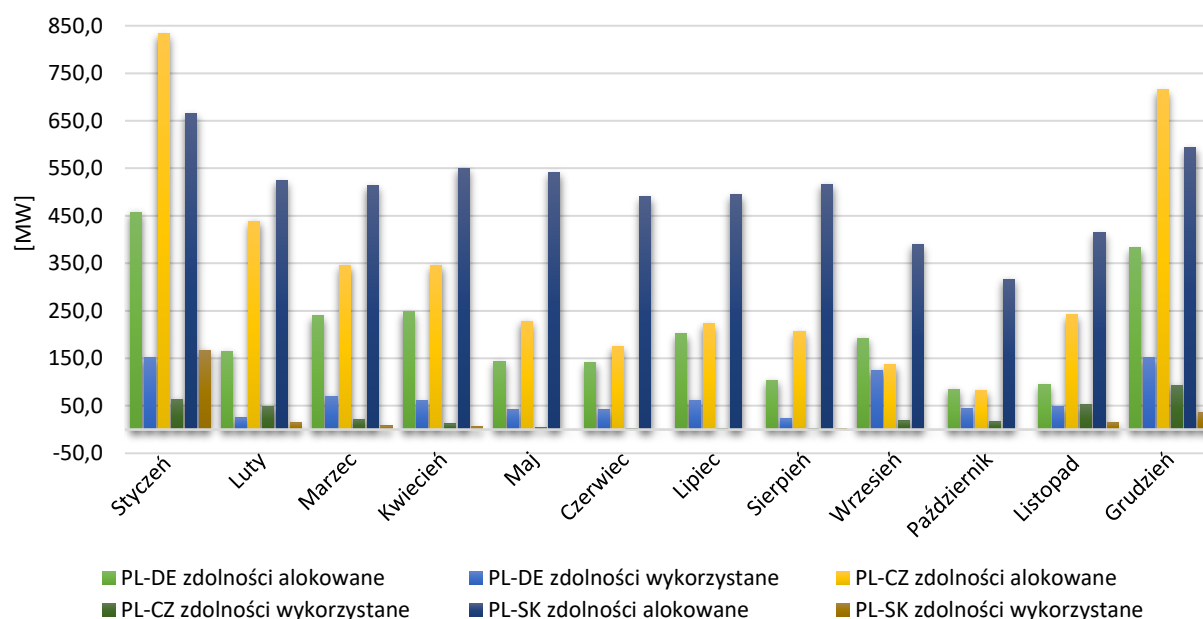
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2020 r. – wyniósł +13 438,2 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 1 711,9 GWh i wzrósł o ok. 42% w porównaniu do roku poprzedniego. W 2020 r. wzrósł również import i wyniósł łącznie 15 149,2 GWh (wzrost o ok. 27% w porównaniu do roku poprzedniego).

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.

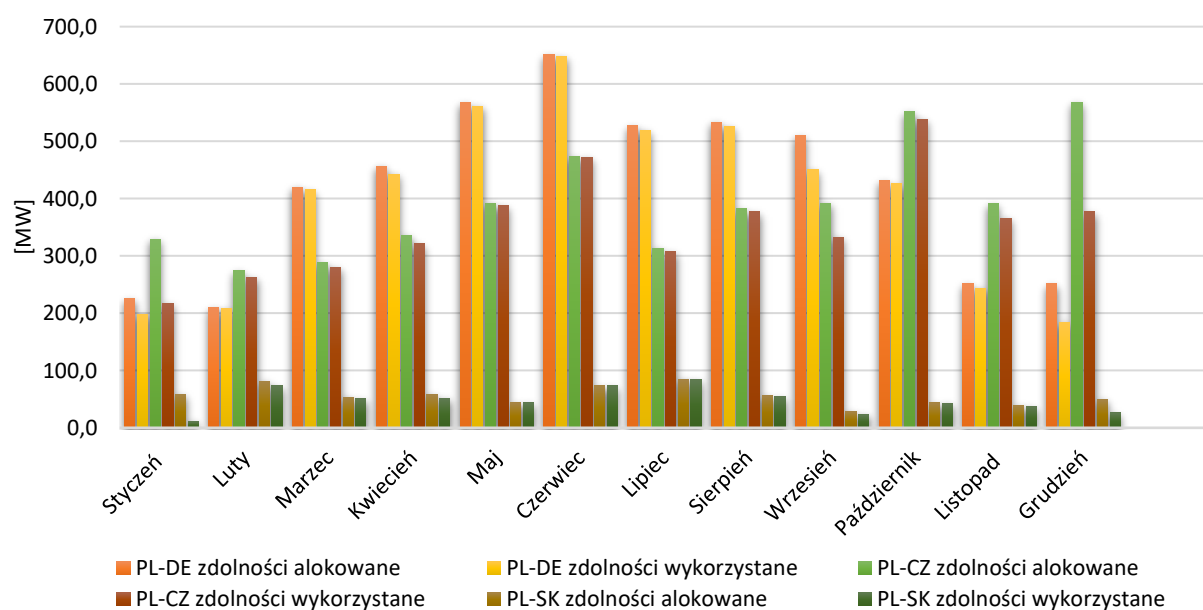
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Rysunek 14. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 15. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



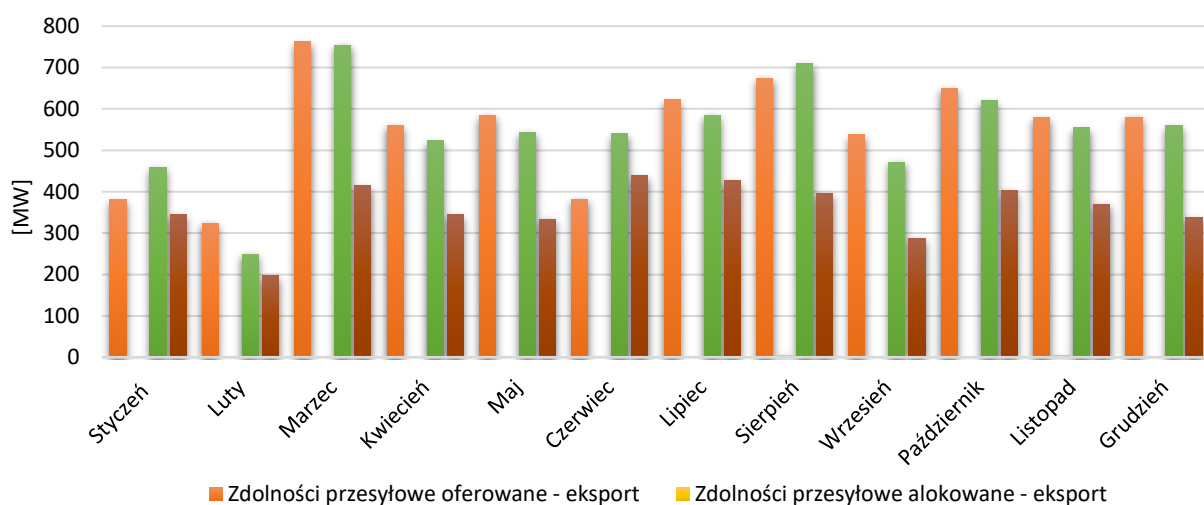
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2020 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech.

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 – MRA), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z 50 Hertz była zbliża do wolumenu z 2019 r.

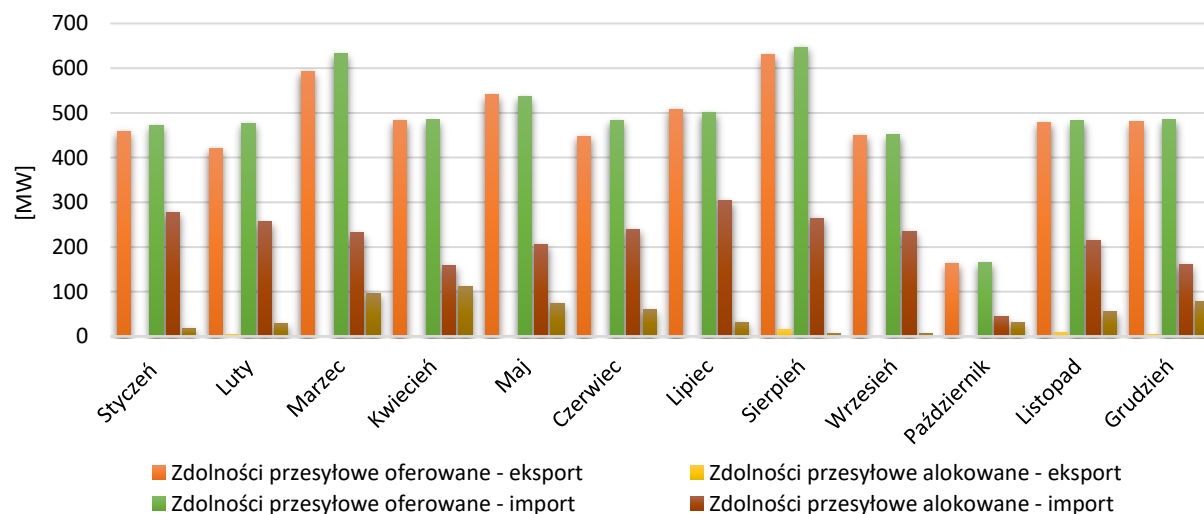
Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2020 r. była realizowana w ramach dobowych aukcji typu implicit w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia następnego prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS.

Rysunek 16. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 17. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



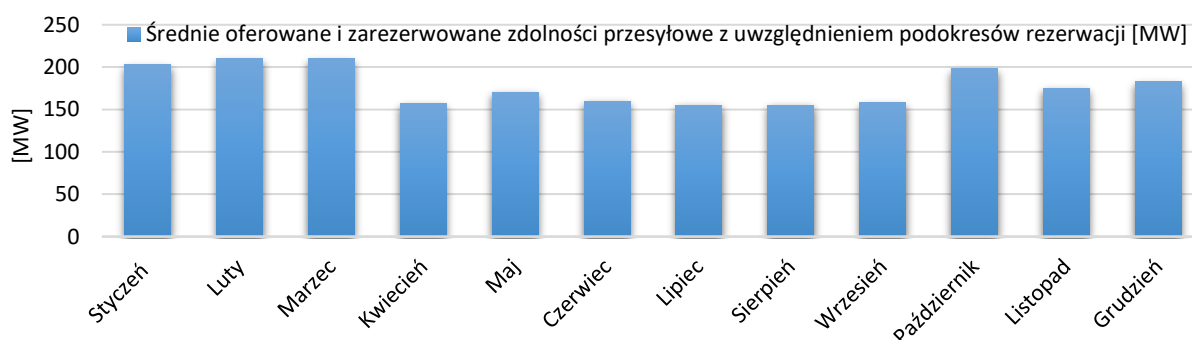
Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2020 r. nie odnotowano.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2020 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczonym względami bezpieczeństwa KSE. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 754 MW w kierunku importu i 762 MW w kierunku eksportu. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 630 MW, a w kierunku importu do Polski 647 MW. Dodatkowo w 2020 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 49 MW.

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.

Rysunek 18. Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2020 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą, w 2020 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje). Na połączeniu Polska-Ukraina po stronie polskiej również nie wystąpiły wyłączenia awaryjne skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Kilukrotnie niedotrzymanie planów wymiany powodowane były awaryjnym odstąpieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

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

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

regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub indywidualnie przez każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego).

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

Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg kolejnych obowiązków regulacyjnych. W 2020 r. na podstawie tego rozporządzenia Prezes URE m.in. wydał decyzję przyznającą PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego¹⁴⁾, a także był zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie tego rozporządzenia, m.in. w kwestiach zakresu działań regionalnych centrów koordynacyjnych, czy metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywaniu alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych¹⁵⁾.

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

Prezes URE aktywnie uczestniczył we współpracy na poziomie regionalnym.

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

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

¹⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-pryznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

¹⁵⁾ Decyzja ACER Nr 29/2020: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions-/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20Methodology%20and%20assumptions%20that%20are%20to%20be%20used%20in%20the%20bidding%20zone%20review%20process%20and%20for%20the%20alternative%20bidding%20zone%20configurations%20to%20be%20considered.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2029-2020_Annexes/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20BZR%20-%20Annex%20I%20_%20%20BZR%20methodology.pdf

Tabela 4. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|------------------------|--|
| Ustalenie systemu spedykcji tranzytowej na potrzeby wymiany energii elektrycznej i rozliczeń finansowych w ramach jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego energii elektrycznej | z urzędu na rzecz NEMO | Decyzja Prezesa URE ¹⁶⁾ |
| Wymogi w zakresie efektywnego kojarzenia w celu umożliwienia opracowania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego | NEMO | Decyzja ACER Nr 04/2020 ¹⁷⁾ |
| Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego | NEMO | Decyzja ACER Nr 05/2020 ¹⁸⁾ |
| Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego | NEMO | Decyzja ACER Nr 37/2020 ¹⁹⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Tabela 5. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|-------|----------------------|--|
| Zmiana metody koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Zmiana metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych | Core | OSP | Decyzja ACER Nr 33/2020 ²⁰⁾ |

¹⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9076,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Tow.html>;
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9075,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Epe.html>;
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9074,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Nor.html>

¹⁷⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020-%20on%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20I%20-%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20II%20-%20DA%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20III%20-%20ID%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20IV%20-%20DA%20monitoring.pdf

¹⁸⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2020-%20on%20ID%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C6/ACER%20Decision%20on%20ID%20Products%20-%20Annex%20I%20-%20Terms%20and%20conditions.pdf

¹⁹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020-%20on%20the%20DA%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2037-2020_Annexes/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products%20-%20Annex%20I.pdf

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

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|-------|----------------------|--|
| Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych | Core | OSP | Decyzja ACER Nr 30/2020 ²¹⁾ |
| Zmiana podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego | Core | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Zmiana do procedur rezerwowych | Core | OSP | Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER |

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.

Tabela 6. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|----------------------|--|
| Metoda podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych i zapłaty za nie | OSP | Decyzja ACER Nr 25/2020 ²²⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Tabela 7. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--------|----------------------|--|
| Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych | Baltic | OSP | Decyzja ACER Nr 27/2020 ²³⁾ |

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%202035-2020_Annexes/ACER%20Decision%202035-2020%20on%20Core%20RDCT%202035%20-%20Annex%20I.pdf

²¹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing.pdf;

Aneks1: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%202030-2020_Annexes/ACER%20Decision%202030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing%20-%20Annex%20I.pdf

²²⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2025-2020%20on%20the%20methodology%20for%20sharing%20costs%20incurred%20to%20ensure%20firmness%20and%20remuneration%20of%20long-term%20transmission%20rights.pdf

²³⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2027-2020%20on%20Baltic%20LT%20CCM.pdf

| | | | |
|---|-------|-----|--|
| Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych | Hansa | OSP | Decyzja Prezesa URE ²⁴⁾ |
| Metoda rozdzielania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych | Core | OSP | Decyzja Prezesa URE ²⁵⁾ |
| Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych | Core | OSP | Decyzja Prezesa URE ²⁶⁾ |
| Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych | Core | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

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

Tabela 8. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

| Warunki lub metody | Podmioty wnoszące | Status |
|--|-------------------|--|
| Metoda określania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej | OSP | Decyzja ACER Nr 01/2020 ²⁷⁾ |
| Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną | OSP | Decyzja ACER Nr 02/2020 ²⁸⁾ |

²⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9203,Decyzja-dotyczaca-metody-wyznaczania-zdolnosc-przesylowych-zgodnie-z-art-10-ust.html>

²⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8930,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-propozycji-metody-rozdzielania-miedzyobszarowych.html>

²⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9040,Decyzja-dotyczaca-zmiany-regionalnego-modelu-dlugoterminowych-praw-przesylowych.html>

²⁷⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020-%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf;

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

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

²⁸⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020-%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf;

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

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

| Warunki lub metody | Podmioty wnoszące | Status |
|---|-------------------|--|
| Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną | OSP | Decyzja ACER Nr 03/2020 ²⁹⁾ |
| Metoda procesu kooptymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności | OSP | Decyzja ACER Nr 12/2020 ³⁰⁾ |
| Ramy dla wdrażania europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań | OSP | Decyzja ACER Nr 13/2020 ³¹⁾ |
| Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert dotyczącej energii bilansującej | OSP | Decyzja ACER Nr 16/2020 ³²⁾ |
| Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku planowej wymiany energii | OSP | Decyzja ACER Nr 17/2020 ³³⁾ |
| Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań | OSP | Decyzja ACER Nr 18/2020 ³⁴⁾ |
| Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań | OSP | Przekazana do ACER |
| Wykaz produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych | OSP | Przekazana do ACER |

Źródło: Opracowanie własne URE.

²⁹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2020-%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C4/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.pdf;

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

³⁰⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2012-2020-%20on%20a%20co-optimised%20allocation%20process%20of%20cross-zonal%20capacity.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C11/ACER%20Decision%20on%20CO%20CZCA%20-Annex%20I.pdf;

³¹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2013-2020-%20on%20Implementation%20framework%20for%20imbalance%20netting.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2013-2020_Annexes/Corrigendum%20to%20ACER%20Decision%2013-2020.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C12/ACER%20Decision%20on%20INIF%20Annex%20I.pdf

³²⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020-%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20\(APP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020-%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20(APP).pdf);
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C13/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20balancing%20APP-%20Annex%20I.pdf

³³⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020-%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20\(SP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020-%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20(SP).pdf);
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C14/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20balancing%20SP-%20Annex%20I.pdf

³⁴⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020-%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020-%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf);
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C15/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20balancing%20ISHP%20-%20Annex%20I.pdf

Tabela 9. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu, którego to dotyczy

| Warunki lub metody | CCR lub inny region | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--|----------------------|--|
| Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii | obszar synchroniczny Europy kontynentalnej | | Decyzja Prezesa URE ³⁵⁾ |
| Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii | wszyscy asynchronicznie połączeni OSP | OSP | Decyzja Prezesa URE ³⁶⁾ |
| Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii | obszar synchroniczny Europy kontynentalnej | OSP | Decyzja Prezesa URE ³⁷⁾ |
| Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii | wszyscy asynchronicznie połączeni OSP | OSP | Decyzja Prezesa URE ³⁸⁾ |
| Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw | Baltic | OSP | Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER |
| Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw | Hansa | OSP | Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER |
| Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw | Core | OSP | Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER |
| Metoda alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej | Core | OSP | Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER |

Źródło: Opracowanie własne URE.

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

- postępowanie w sprawie zatwierdzenia warunków dotyczących bilansowania, zakończone decyzją Prezesa URE z 5 marca 2020 r.³⁹⁾, zmienioną decyzją z 1 grudnia 2020 r.⁴⁰⁾ i z 16 grudnia 2020 r.⁴¹⁾,

³⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8885,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-planowanej-w.html>

³⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8860,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-wspolnych-zasad-rozliczania-planowanej-wymiany-e.html>

³⁷⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8886,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-nieplanowane.html>

³⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8660,Decyzja-dotyczaca-wspolnych-zasad-rozliczania-w-przypadku-nieplanowanej-wymiany-.html>

³⁹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12058/WarunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf>

⁴⁰⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12917/01122020warunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf>

⁴¹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12988/ZmianaWarunkowBilansowania.pdf>

- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących wykorzystania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, zakończone decyzją z 9 stycznia 2020 r. udzielającą odstępstwa na maksymalny okres derogacji dwóch lat, tj. do 15 stycznia 2022 r.⁴²⁾,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogu stosowania okresu rozliczania niezbilansowania wynoszącego 15 minut, zakończone decyzją udzielającą odstępstwa na okres do 31 grudnia 2021 r.⁴³⁾

Rozporządzenie 2017/1485

W 2020 r. OSP złożył do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie dokumentu pn.: „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”, który został opracowany na podstawie art. 40 ust. 5 tego rozporządzenia i określa zakres wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE. Dokument ten jest aktualizacją obowiązującego dotychczas dokumentu pn. „Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE” z 13 września 2018 r. zatwierdzonego przez Prezesa URE decyzją z 15 marca 2019 r. Konieczność aktualizacji dokumentu wynikała głównie z: (i) dostosowania zasad funkcjonowania rynku bilansującego do nowych regulacji i wymagań określonych w Polskim Planie Wdrażania, przyjętym 14 maja 2020 r. przez Komitet do Spraw Europejskich, (ii) wejściem w życie rozwiązań rynku mocy, oraz (iii) wejściem w życie zmian IRiESP. Postępowanie zakończyło się zatwierdzeniem przez Prezesa URE przedłożonego dokumentu w lutym 2021 r.

Tabela 10. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|------------------------------------|
| Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁴⁴⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Tabela 11. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

| Warunki lub metody | CCR lub inny region | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|---------------------|----------------------|--|
| Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy | Baltic | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁴⁵⁾ |
| Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy | Core | OSP | Decyzja ACER Nr 33/2020 ⁴⁶⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁴²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8661,Decyzja-dotyczaca-przyznania-Polskim-Sieciom-Elektroenergetycznym-SA-odstepstwa-.html>

⁴³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9186,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogu-stosowania-okresu-rozliczania-n.html>

⁴⁴⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/13176/decyzjaee19.pdf>

⁴⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9112,Decyzja-w-sprawie-regionalnej-koordynacji-bezpieczenstwa-pracy-zgodnie-z-art-76-.html>

⁴⁶⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202033-2020-%20on%20Core%20ROSC.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%202033-2020_Annexes/ACER%20Decision%202033-2020%20on%20Core%20ROSC%20-%20Annex%20I.pdf

Rozporządzenie 2017/2196

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

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

Tabela 12. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|----------------------|------------------------------------|
| Plan Testów opracowany na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁴⁷⁾ |
| Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) (rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych) | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁴⁸⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁴⁷⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12488/PSEdecyzjaPlanTestow.pdf>

⁴⁸⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/13226/PSEwykazSGU.pdf>

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

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

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

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

W 2020 r. podmiot nie mający statusu operatora sieci elektroenergetycznej złożył do Prezesa URE 4 wnioski o ocenę spełnienia przez moduły wytwarzania energii wymogów uznania je za istniejące albo nowe w rozumieniu rozporządzenia 2016/631. Biorąc pod uwagę postanowienia art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym w wątpliwych przypadkach to operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, może złożyć do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie, czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące czy nowe – Prezes URE pozostawił wnioski bez rozpatrzenia.

W 2020 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) rozporządzenia 2016/1388 o konieczności zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzeby zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a) rozporządzenia 2016/1388, OSD, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji wpływającą na zdolności techniczne danej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego. Jeżeli operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia Prezesa URE, który w ramach postępowania decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Postępowanie zakończyło się w marcu 2021 r. wydaniem decyzji o uznaniu potrzeby zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz zastosowaniu – stosownego dla tego przypadku – wymogu rozporządzenia 2016/1388.

Wejście w życie rozporządzeń: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447 nałożyło na operatorów systemów elektroenergetycznych nowe obowiązki w zakresie przyłączania w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób wytwórców energii elektrycznej, odbiorców, sieci i połączeń prądu stałego. W celu oceny ich realizacji, w 2020 r. Prezes URE przeprowadził badanie, którym objęto wszystkich operatorów systemów elektroenergetycznych. Badaniu podlegały wymogi techniczne stawiane instalacjom przyłączonym do KSE,

obowiązki informacyjne związane z procesem przyłączeniowym, a także zapisy umów i warunków ogólnych w zakresie ich dostosowania do wymogów przyłączeniowych Kodeksów Sieci. Badaniem został objęty rok 2019, tj. okres, w którym rozpoczęło się stosowanie wymagań wynikających z przyłączeniowych Kodeksów Sieci. Badanie wykazało, że większość operatorów wypełnia obowiązki wynikające z przyłączeniowych Kodeksów Sieci. Pozostała grupa operatorów jest w trakcie realizacji tych obowiązków lub powinna podjąć stosowne działania w celu ich zrealizowania.

3.1.8. Elektromobilność

Prezes URE w ramach nowych kompetencji wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wyznacza przedsiębiorstwa energetyczne do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na ogólnodostępnych stacjach ładowania, które zostaną wybudowane przez OSD elektroenergetycznego 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).

Do końca kwietnia 2021 r. Prezes URE zakończył 16 postępowań administracyjnych, w wyniku których wyznaczył przedsiębiorstwa energetyczne, które na terenie 16 gmin pełnią funkcje operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Wykaz tych gmin został udostępniony na stronie internetowej URE⁴⁹⁾.

Aktualnie trwają prace nad nowelizacją ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wynikające z konieczności implementacji do prawa krajowego dyrektyw europejskich, w tym dyrektywy rynkowej 2019/944.

3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 152 308 GWh (spadek o 4,1% w porównaniu z 2019 r.). Wielkość produkcji spada trzeci rok z rzędu. W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 165 532 GWh i zmniejszyło się o 2,3% w porównaniu z 2019 r.

Zmniejszenie się krajowego zużycia energii elektrycznej było nieznacznie mniejsze niż spadek PKB w 2020 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło -2,8%.

W 2020 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 11,8% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,2% rozchodu energii elektrycznej. W porównaniu z 2019 r. udział importu wzrósł o 1,7 punktu procentowego, zaś udział eksportu wzrósł o 0,1 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2020 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2019 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym, aczkolwiek ich udział zmniejszył się z 75% do 72%. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

W 2020 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 49 238 MW, a moc osiągalna 49 095 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,2% oraz o 4,4% w stosunku do 2019 r.⁵⁰⁾

⁴⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/operatorzy-ogolnodostep/9283,Wykaz-przedsiębiorstw-energetycznych-wyznaczonych-do-pełnienia-funkcji-operatora.html>

⁵⁰⁾ Wg stanu na 31 grudnia 2019 r. i 31 grudnia 2020 r., dane PSE S.A.

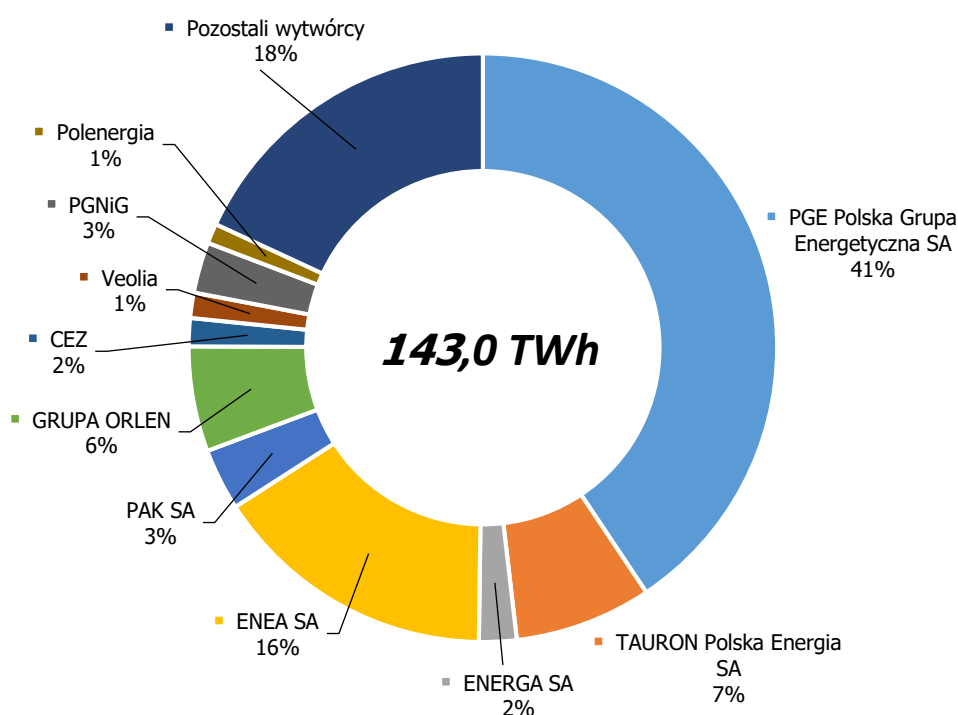
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 424,3 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 798,8 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 2,8% i wzrost o 1,1% w stosunku do roku poprzedniego.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Od kilku lat największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2020 r., analogicznie jak w 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%⁵¹⁾. 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 19. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2020 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2020 r.)



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

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2020 r.⁵²⁾ utrzymywał tendencję spadkową z 2019 r., wyniósł 63,8% (co oznacza spadek o 2,6 punktu procentowego w porównaniu do 2019 r.). Wyraźny trend spadkowy odnotowano również dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 3,7 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie

⁵¹⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2020 r.

⁵²⁾ Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2020 r.

prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 62% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 13. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2020 r. zmniejszyło się znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika ze spadku produkcji energii elektrycznej u wytwórców funkcjonujących w tej grupie o blisko 14%.

Warto zaznaczyć, że w 2020 r. liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych oraz co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci, nie zmieniły się w porównaniu z 2019 r.

Tabela 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 ⁵³⁾ | |
|------|---|--|---|--|-----------------------------|------------------------------|
| | | | | | moc zainstalowana | energia wprowadzona do sieci |
| 2019 | 3 | 4 | 62,1 | 66,4 | 1 809,2 | 2 090,5 |
| 2020 | 3 | 4 | 58,3 | 63,8 | 1 562,2 | 2 019,9 |

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia 2020 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

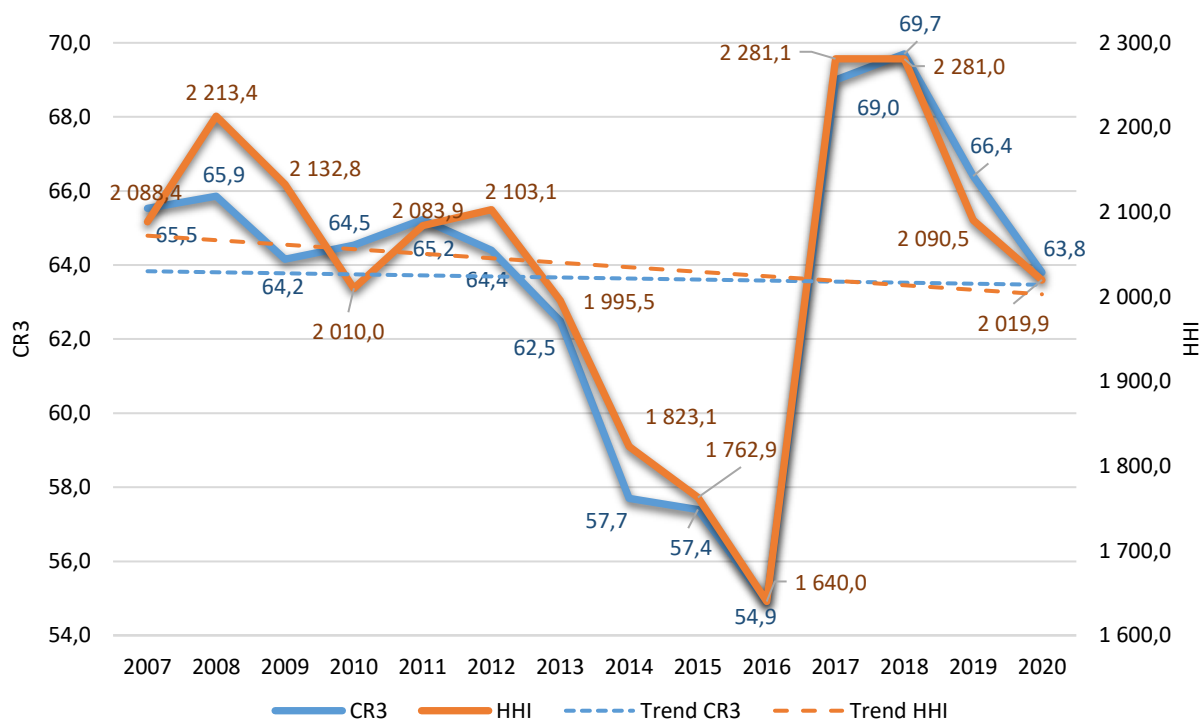
Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2020 r. Oba wskaźniki koncentracji charakteryzują się spadkami w badanym okresie, przy czym wskaźnik koncentracji według mocy zainstalowanej zmniejszył się o prawie 14%, zaś – według energii wprowadzonej do sieci, spadł o ponad 3% wobec 2019 r.

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2020 r. przyjął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest nadal wysoki. Znamiennym jest z kolei fakt, że po raz pierwszy, w 2020 r. wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej przeszedł z przedziału wysokiej koncentracji do przedziału średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2020 została przedstawiona na rysunku poniżej.

⁵³⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Rysunek 20. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2020



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w 2017 r. tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGIE Energia Polska. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2020 r. wobec lat poprzednich przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii.

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 2019-2020.

Tabela 14. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

| Rok | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Odbiorcy końcowi | Pozostała sprzedaż* |
|--------|-------------------------|--|-------------------|---------|------------------|---------------------|
| 2019** | 55,0 | 82,9 | 10,7 | 0,0 | 2,0 | 1,8 |
| 2020 | 30,7 | 106,3 | 9,9 | 0,4 | 1,8 | 2,6 |

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 15. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

| Rok | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Odbiorcy końcowi | Pozostała sprzedaż* |
|--------|-------------------------|--|-------------------|---------|------------------|---------------------|
| 2019** | 122,71 | 103,5 | 7,4 | 2,4 | 127,2 | 17,8 |
| 2020 | 110,51 | 96,5 | 7,4 | 1,5 | 127,0 | 28,0 |

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: 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.⁵⁴⁾ do 100% podwyższono obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach publicznego obrotu, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, co wpłynęło na znaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców poprzez giełdę energii.

Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2020 r. dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Zakup energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2019-2020.

Tabela 16. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

| Rok | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Import | Pozostałe kierunki zakupu |
|------|-------------------------|--|-------------------|--------|---------------------------|
| 2019 | 3,1 | 16,8 | 12,2 | 0,6 | 0,1 |
| 2020 | 8,4 | 20,5 | 10,8 | 0,7 | 0,2 |

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

⁵⁴⁾ Obowiązek ten wprowadzono ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348 z późn. zm., dalej ustawa z 9 listopada 2018 r.) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

Tabela 17. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

| Rok | Elektrownie zawodowe | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Import | Inne kierunki zakupu | Sprzedawca zobowiązany* |
|------|----------------------|-------------------------|--|-------------------|--------|----------------------|-------------------------|
| 2019 | 78,7 | 120,8 | 174,1 | 2,1 | 6,1 | 1,1 | 0,6 |
| 2020 | 54,8 | 111,6 | 193,3 | 4,7 | 4,9 | 1,3 | 0,3 |

* Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż 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 2020 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 2020 r. wyniosła 252,69 zł/MWh. Cena ta jest o 5,0% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która wyniosła 265,38 zł/MWh i o 8,2% wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2021 r. (BASE_Y-21) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh.

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: wytwórców⁵⁵⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu⁵⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
- Eo – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców⁵⁵⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu⁵⁶⁾ 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,

⁵⁵⁾ Zbadano elektrownie ciepłe 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 ciepłej zawodowej*

⁵⁶⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

- Pg – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2020 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],
 Eg – wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2020 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 kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r.

Tabela 18. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r.

| Kwartał | Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh] | Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh] |
|---------|---|--|
| I | 250,90 | 57,06 |
| II | 245,36 | 57,84 |
| III | 257,98 | 58,70 |
| IV | 256,22 | 62,78 |

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

Składowymi średnich kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 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 2020 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 19. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na TGE w 2020 r.

| Kwartał | Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE [zł/MWh] | Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na TGE [TWh] |
|---------|--|---|
| I | 251,19 | 53,55 |
| II | 245,36 | 55,40 |
| III | 257,89 | 56,42 |
| IV | 257,10 | 59,05 |

Źródło: Dane TGE S.A.

Tabela 20. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w 2020 r.

| Kwartał | Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh] | Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh] |
|---------|--|---|
| I | 246,55 | 3,51 |
| II | 245,39 | 2,44 |
| III | 260,23 | 2,28 |
| IV | 242,19 | 3,73 |

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do 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 kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁵⁷⁾, w poszczególnych kwartałach 2020 r.

Tabela 21. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2020 r.

| Kwartał | Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh] | Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh] |
|---------|--|---|
| I | 235,44 | 10,12 |
| II | 239,77 | 7,27 |
| III | 253,48 | 6,47 |
| IV | 247,48 | 9,48 |

* 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 2020 r.

Ceny kwartalne⁵⁸⁾, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych⁵⁹⁾ 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.

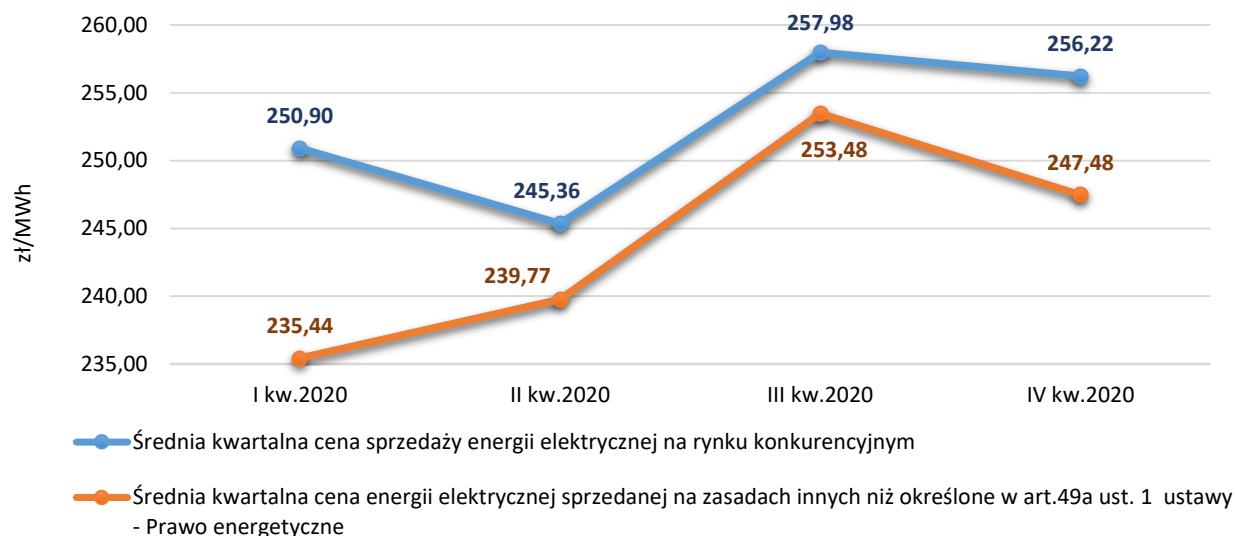
Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2020 r.

⁵⁷⁾ 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. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

⁵⁸⁾ 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>

⁵⁹⁾ 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 21. 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 2020 r.

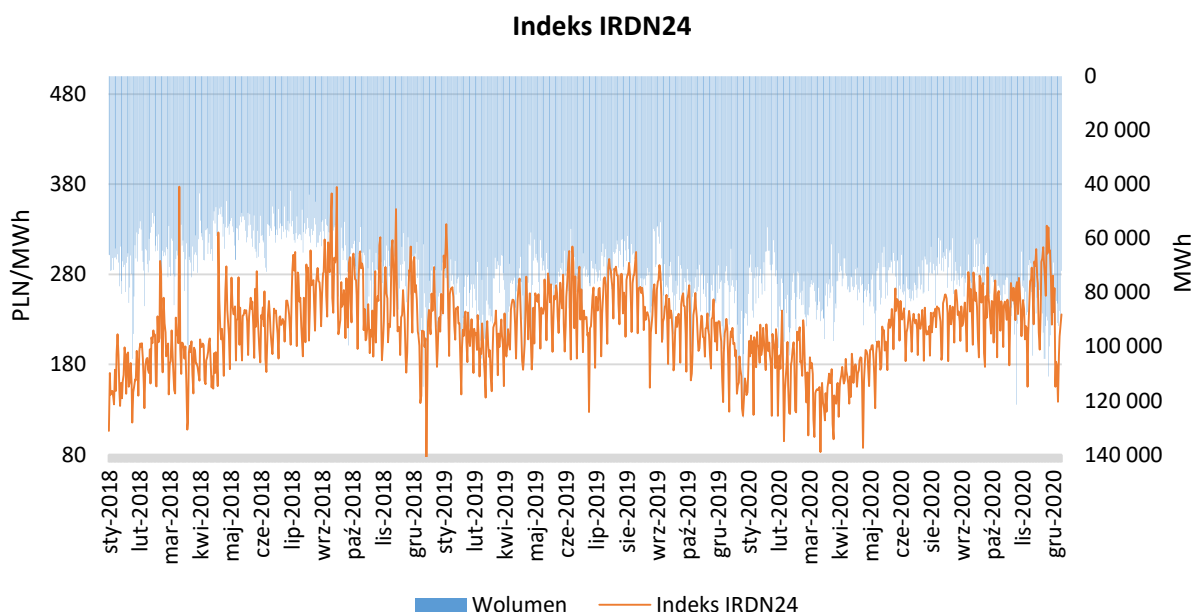


Źródło: Opracowanie własne URE.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

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

Rysunek 22. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2018-2020



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2020 r. wyniosła 210,11 zł/MWh i była niższa względem 2019 r. o 19,51 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 229,62 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej na TGE S.A.

W 2020 r. odnotowano spadek cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-21 w całym 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh, podczas gdy w 2019 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-20 wyniosła 266,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-21 zawieranych w grudniu 2020 r. wyniosła 235,30 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o ok. 3%, który może być spowodowany m.in. planowanymi na 2021 r. przychodami z rynku mocy dla wytwórców energii elektrycznej, pokrywającymi z nawiązką planowane koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej.

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.

Rejestr uczestników rynku

W ramach wykonywania obowiązków REMIT URE prowadzi rejestrację uczestników polskiego rynku energii za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (CEREMP) przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2020 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych 689 uczestników rynku z Polski (ok. 4,4% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2020 r. w porównaniu z 2019 r. wyniósł 6%.

Raportowanie danych do ACER

Raportowanie danych do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM). Na koniec 2020 r. w Polsce były to te same 4 podmioty posiadające status RRM w 2019 r., tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A.

Publikowanie informacji wewnętrznych

W 2020 r. publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywało się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych (Inside Information Platform – IIP).

W 2020 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL⁶⁰), wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako IIP oraz podmiotów, których

⁶⁰) <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)⁶¹ w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadzący 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 wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku. W 2020 r. w Polsce działalność uznawaną za właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. Podmioty te 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 2020 r. polskie PPATs nie zgłosiły do Prezesa URE żadnego podejrzenia naruszenia rozporządzenia REMIT.

Tabela 22. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

| Lp. | Stan na koniec 2020 r. | Unia Europejska | Polska |
|-----|---|------------------------------|--------|
| 1 | Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP | 15 587 | 689 |
| 2 | Registered Reporting Mechanisms (RRM) | 118 | 4 |
| 3 | Podmioty ubiegające się w ACER o status IIP oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako IIP | 20 | 2 |
| 4 | PPATs | 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 2020 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, na 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.

⁶¹ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE⁶²). Uczestnicy rynku mogą także przysłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail⁶³) 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” poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Postępowania wyjaśniające

W 2020 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia o manipulację/próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej na hurtowym rynku energii, zarządzane na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Trzy z ww. postępowań zostały zarządzane w 2019 r. a jedno w 2020 r. Dwa z ww. postępowań zostały zakończone złożeniem przez Prezesa URE w 2020 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, a dwa zostały zamknięte. W wyniku złożonych ww. dwóch zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa Prokuratura w 2020 r. wszczęła dochodzenie.

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

Postanowieniem 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.

Dodatkowo za pośrednictwem internetowej platformy do zgłaszania naruszeń rozporządzenia REMIT prowadzonej przez ACER (Notification Platform⁶⁴), podmioty zagraniczne złożyły powiadomienia o podejrzeniu dokonania manipulacji/próby manipulacji na hurtowym rynku energii przez podmioty polskie. W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęły 3 takie sprawy. Z uwagi na skomplikowany charakter i wielowymiarowość takich spraw oraz konieczności współpracy z ACER, regulatorami oraz PPAT's innych państw, sprawy te wymagają wielomiesięcznych analiz, zebrania pewnego zakresu materiału dowodowego.

Niezależnie od powyższego w 2020 r. Prezes URE analizował jeszcze kilka spraw dotyczących podejrzenia manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych zgłoszonych bezpośrednio do Prezesa URE przez polskich uczestników rynku energii.

W przypadku ww. spraw do końca 2020 r. nie znaleziono podstaw do zarządzania 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)⁶⁵).

⁶²) <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

⁶³) REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

⁶⁴) <https://www.acer-remiteu.eu/np/home>

⁶⁵) **CDS = CEE – (CP + CCO₂)**, gdzie: CDS – wskaźnik Clean Dark Spread; CEE – 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; CCO₂ – cena uprawnień do emisji CO₂ przeliczona na koszt emisji CO₂ przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych

W 2020 r. prowadzone były dwa postępowania 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). W jednym przypadku Prezes URE w 2020 r. odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej, natomiast drugie postępowanie nie zostało zakończone w 2020 r.

3.2.2. Rynek detaliczny

W 2020 r. spośród prawie 18 milionów odbiorców na rynku detalicznym, ok. 88% stanowili odbiorcy, którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym (dane na podstawie badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 37 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 178 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.

W segmencie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych największy udział mają nadal tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (incumbent suppliers), pełniący rolę sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór innego sprzedawcy. W 2020 r. działało 6⁶⁶⁾ sprzedawców z urzędu, prowadzących sprzedaż energii elektrycznej na rzecz gospodarstw domowych w ramach obowiązku publicznoprawnego oraz sprzedaż rynkową (ze swobodnie ukształtowaną ceną) do gospodarstw domowych i innych grup odbiorców. Drugą grupę stanowili sprzedawcy w podmiotach zintegrowanych pionowo, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2020 r. było ich 178), a trzecią – 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

⁶⁶⁾ Teren operatora systemu dystrybucyjnego TAURON Dystrybucja podzielony jest między 2 sprzedawców z Grupy Tauron pełniących funkcję sprzedawców z urzędu: Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

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. W 2020 r., po rocznym okresie zamrożenia cen energii elektrycznej (rok 2019)⁶⁷⁾, nastąpiły istotne wzrosty tych cen, zwłaszcza w grupie odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć. Na poziom cen w 2020 r., oprócz rosnących cen węgla i wysokich kosztów uprawnień do emisji CO₂, wpływ miało także zmniejszenie zapotrzebowania na energię w systemie, wskutek wybuchu epidemii COVID-19, poprzez wzrost kosztów stałych w przeliczeniu na jednostkę energii.

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 | 17 629 190 | 46 266 977 | 14 859 298 | 321,16 |
| 50-2 000 MWh | 140 180 | 30 421 372 | 9 702 500 | 318,94 |
| > 2 000 MWh | 1 247 | 32 746 883 | 9 136 922 | 279,02 |
| Razem | 17 670 617 | 109 435 232 | 33 698 720 | 307,93 |

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2020 r.

W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2019 r. i 2020 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Maksymalny wzrost ceny energii w ujęciu rok do roku (wyniósł blisko 23%) miał miejsce w grupie taryfowej C, niewiele mniejszy (ok. 22,5%) był w grupie gospodarstw domowych. Ostatecznie koszt zaopatrzenia w energię elektryczną nie wzrósł aż tak znacząco, ponieważ silny wzrost cen energii złagodzony był niewielkim wzrostem poziomu opłat dystrybucyjnych (w grupie gospodarstw domowych wyniósł on 3,29%, a najwyższy – 7,45% dotyczył grypy taryfowej C). Warto przy tym wspomnieć, że wzrost opłat dystrybucyjnych w 2020 r. wystąpił po ich spadku w roku poprzednim i w niektórych grupach taryfowych (A i G) nadal utrzymywał się na poziomie niższym niż w 2019 r. Ostatecznie z punktu widzenia odbiorcy istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. wraz z usługą dystrybucji). Wartość tego parametru wzrosła średnio o 13,35%, najmniej (o 4%) w grupie największych odbiorców energii, zaś najwięcej (o nieco ponad 16%) w grupie taryfowej C.

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

| Wyszczególnienie | IV kwartał 2019 r. | | | IV kwartał 2020 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 | 477,00 | 277,90 | 199,00 | 540,70 | 332,10 | 208,60 |
| w tym: odbiorcy na WN (grupy A) | 325,20 | 266,20 | 59,00 | 338,20 | 278,60 | 59,68 |
| odbiorcy na SN (grupy B) | 395,00 | 284,10 | 110,90 | 444,50 | 328,70 | 115,79 |
| odbiorcy na nN (grupy C) | 600,30 | 338,50 | 261,70 | 697,40 | 416,10 | 281,20 |
| odbiorcy grup G | 485,50 | 255,30 | 230,20 | 547,10 | 310,70 | 236,40 |
| w tym: gospodarstwa domowe | 481,60 | 253,70 | 228,00 | 546,20 | 310,70 | 235,50 |

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

⁶⁷⁾ Ustawa z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538).

Dla sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, regulator kontynuował w 2020 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania takiej oferty. W zestawieniu tym, na koniec 2020 r. oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 27 sprzedawców energii elektrycznej, działających aktywnie w tym segmencie.

Ze względu na zużycie techniczne i organizacyjne, po blisko 10 latach działalności i po okresie czasowego zawieszenia działalności, zamknięta została porównywarka ofert na stronie internetowej URE – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. W 2020 r. prowadzone były prace nad koncepcją nowego narzędzia, wychodzącego naprzeciw wyzwaniom, jakie niesie dyrektywa 2019/944 w zakresie wymagań dla porównywarek ofertowych w krajach Unii Europejskiej. Przygotowana została specyfikacja, jednakże ze względu na brak możliwości sfinansowania nowej porównywarki dalsze prace zostały wstrzymane.

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 2020 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA wyniosła 71 660 149 MWh, tj. 51,29% energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2019 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o 632 384 MWh, a udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom wzrósł w tym okresie o 1,76 punktu procentowego (w 2019 r. wynosił on 49,53%). Ilość energii dostarczonej odbiorcom TPA w 2020 r. była porównywalna do ilości energii dostarczonej tej grupie odbiorców w 2019 r. (przyrost o 0,89%). Natomiast z uzyskanych danych wynika, że w 2020 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 4,75% w stosunku do 2019 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 3,80%, zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 5,05%.

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE wynika, że na 31 grudnia 2020 r. 63% odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś (37%) kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

W 2020 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 2020 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w latach poprzednich, nagminną 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. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą 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 2020 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. Ponadto do Prezesa URE kierowane były skargi na nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zapisów ustawy o cenach (ustawą tą zamrożono ceny energii na rok 2019, w 2020 r. kontynuowane były rozliczenia z tego tytułu), w których informowano o niezgodnych z ustawą działaniach lub zaniechaniach działania sprzedawców energii elektrycznej.

W związku ze zgłaszanymi przez uczestników rynku do URE problemami dotyczącymi uruchamiania i obsługi sprzedaży rezerwowej na rzecz odbiorców końcowych Prezes URE kontynuował w 2020 r. cykliczne monitorowanie rynku detalicznego pod tym kątem. Zakresem badania zostały objęte informacje o: (i) sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD (ii) odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż

rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową oraz (iii) sprzedawcach rezerwowych wskazanych przez odbiorców końcowych w umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowach kompleksowych. Wyniki tego badania zostaną wykorzystane w bieżących pracach URE np. w celu opracowania stosownych rozwiązań oraz wskazania operatorom koniecznych do wprowadzenia działań. Podsumowanie tego badania zostało również przekazane Prezesowi UOKiK do ewentualnego wykorzystania.

Inteligentne opomiarowanie

W 2020 r. OSD kontynuowali prace zmierzające do pełnego wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców końcowych, a wykorzystanie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce systematycznie wzrasta. Na koniec 2020 r. udział układów pomiarowych typu smart (rozumianych jako systemy pomiarowe umożliwiające automatyczne zbieranie, przechowywanie i transfer szczegółowych danych o zużyciu energii elektrycznej) w poszczególnych grupach taryfowych wyniósł odpowiednio: dla grupy taryfowej A – 59,56%, dla grupy taryfowej B – 72,57%, dla grupy taryfowej C – 26,30%, dla grupy taryfowej G – 10,45%. Łącznie we wszystkich grupach odbiorców odsetek inteligentnych układów pomiarowych w stosunku do ogólnej liczby tych urządzeń wyniósł na koniec 2020 r. 11,31%. Dalszy intensywny rozwój systemów inteligentnego opomiarowania, zmierzający do wdrożenia tych rozwiązań u 80% odbiorców do roku 2028, przewidziany jest w rządowym dokumencie strategicznym dotyczącym polityki energetycznej Polski i w ustawie – Prawo energetyczne.

Wstrzymanie dostaw energii

Rok 2020, w którym miała miejsce epidemia COVID-19, przyniósł modyfikację przepisów dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Na czas trwania epidemii przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii nie mogły m.in. wstrzymać dostarczania energii elektrycznej w razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, ani wstrzymać dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej (z własnej inicjatywy, bądź na żądanie sprzedawcy), w przypadku gdy odbiorca zwlekał z zapłatą za świadczone usługi. Przepis pierwotnie dotyczył wszystkich odbiorców, później ograniczono grono odbiorców, którzy mogą skorzystać z preferencyjnego traktowania, do gospodarstw domowych oraz tych przedsiębiorców, którzy wskutek braku możliwości prowadzenia działalności gospodarczej utracili dochody i nie mogliby uiszczać należności. Funkcjonowanie nowej regulacji zostało ograniczone czasowo do 6 miesięcy od dnia ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii.

Pomimo powyższego ograniczenia w toku 2020 r. wstrzymanie dostaw odbywało się, a jak wynika z danych pozyskanych w ramach monitoringu prowadzonego przez Prezesa URE wśród pięciu największych OSD w Polsce, w 2020 r. wstrzymano dostawy do 119 107 odbiorców energii elektrycznej, w tym do 88 948 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 95,14% przypadków wstrzymania dostaw do odbiorców w grupie gospodarstw domowych i 97,68% 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 2020 r. średnio 26 dni.

Liczniki przedpłatowe

Przedsiębiorstwo energetyczne może, zgodnie z obowiązującym prawem, zainstalować u odbiorcy końcowego mającego trudności w terminowym płaceniu rachunków tzw. licznik przedpłatowy. W 2020 r.

w polskim systemie elektroenergetycznym z liczników przedpłatowych korzystało 194 339 odbiorców w gospodarstwach domowych i 2 652 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.

3.2.2.2 Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów

Rozstrzyganie sporów

Prezes URE na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne rozstrzyga 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, 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 energetycznej. Jest to jeden z wyjątków dający Prezesowi URE prerogatywę do wkraczania w sferę stosunków cywilnoprawnych między podmiotami.

Od maja 2017 r. przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji. Do zadań Koordynatora należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami 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 2020 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. W 2020 r. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły między innymi takich obszarów jak:

– umowy i sprzedaż

zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów, problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych, kwalifikacją do odpowiedniej grupy taryfowej. 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,

– wystawiane faktury/rachunki i windykacja

odbiorcy sygnalizowali problemy związane z poprawnością rozliczeń,

– nieuczciwe praktyki rynkowe

odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, którzy w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działając również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – celem zawarcia umów z odbiorcami m.in.:

- nie podawali odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzali w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawali się za pracowników innych podmiotów);
- wprowadzali odbiorców w błąd poprzez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem energii elektrycznej oraz podawali nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy);
- nie informowali odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury.

Przy czym, trwająca w 2020 r. epidemia COVID-19 i wprowadzone w związku z tym obostrzenia, wpłynęły m.in. na działalność przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców), znacznie ograniczając aktywność akwizycyjną sprzedawców. Dlatego też zgłoszenia do URE związane były głównie z wprowadzaniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i najczęściej dotyczyły sytuacji mających miejsce w 2019 r.:

– przyłączenie do sieci

skargi w tej kategorii dotyczyły głównie terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci,

– opomiarowanie

odbiorcy zgłaszali problemy z działaniem układów pomiarowych, co bezpośrednio wpływało na wielkość rozliczeń,

– jakość dostaw

odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie parametrów jakościowych energii,

– obsługa klienta

w tej kategorii skargi dotyczyły najczęściej terminowości odpowiedzi na reklamacje, problemów z nawiązaniem kontaktu telefonicznego z przedsiębiorstwem (skargi zgłaszane telefonicznie),

– zmiana sprzedawcy

odbiorcy skarżyli się na problemy z wejściem w życie nowej umowy po zmianie sprzedawcy,

– 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,

– **prosumenci**

zgłoszenia prosumentów dotyczyły głównie problemów związanych z przyłączeniem do sieci, zawieraniem umowy i rozliczaniem. W kontekście zawierania umowy ze sprzedawcą zobowiązanym prosumenci zgłaszali problem polegający na naliczaniu opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców

Panująca w 2020 r. epidemia COVID-19 i wprowadzone w związku z tym obostrzenia, wpłynęły m.in. na działalność przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców) poprzez ograniczenie pracy przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw, którzy oferują zawieranie umów poza lokalem przedsiębiorstwa, co bezpośrednio przełożyło się na mniejszą – w porównaniu z latami poprzednimi – liczbę zgłoszeń nadsyłanych przez odbiorców do URE, w tym dotyczących nieuczciwych praktyk rynkowych.

W 2020 r. konsumenci zgłaszali głównie nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców) pełnych informacji dotyczących kosztów w momencie składania konsumentowi oferty przed jej zawarciem. Zgłoszenia odbiorców dotyczące praktyk przedstawicieli handlowych w kontekście zmiany sprzedawcy, związane głównie z wprowadzeniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą, były nieliczne i dotyczyły głównie sytuacji mających miejsce w 2019 r.

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 podjął współpracę z Prezesem UOKiK, przekazując pisma odbiorców dotyczące m.in. wyżej wymienionej tematyki.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z UOKiK, Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.

Do zadań Prezesa URE należy m.in. podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych w gospodarstwach domowych, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej i paliw gazowych w gospodarstwach domowych, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów. W 2020 r. Prezes URE opublikował w szczególności informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi, informację o wydanej decyzji cofającej koncesję na obrót paliwami gazowymi jednej ze spółek, a także informację o zaprzestaniu przez jedno przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej polegającej na sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych. Opublikowano także aktualizację Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej.

W ramach działań informacyjnych odbiorcom udzielane są także informacje przez kompleksowy punkt informacyjny, z zastosowaniem kanału infolinii dotyczącej m.in. zmiany sprzedawcy w zakresie promowania prawa wyboru sprzedawcy. W celu realizacji tego zadania w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, w którym odbiorcy mogą uzyskać porady w zakresie przysługujących im praw oraz informacje na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg (zarówno telefonicznie, pisemnie, jak i drogą elektroniczną).

Nadto, stosownie do obowiązku nałożonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczają odbiorcom w gospodarstwach domowych kopie zbioru praw konsumenta energii, opracowanego przez Prezesa URE we współpracy z Prezesem UOKiK, oraz zapewniają publiczny dostęp do tego dokumentu.

Wsparcie odbiorcy wrażliwego

W Polsce system ochrony odbiorcy wrażliwego wiąże się najsilniej 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 2020 r. wypłacono nie więcej niż 77 700 odbiorcom uprawnionym.

Nie funkcjonują w Polsce żadne rozwiązania systemowe uzasadniające interwencję cenową na rzecz odbiorców wrażliwych, a jakiegokolwiek działania sprzedawców, zmierzające do zapobiegania wstrzymaniu dostaw do tego typu odbiorców (np. poprzez odroczenie spłaty zadłużenia, umorzenie części zadłużenia) są prowadzone wyłącznie na zasadach dobrowolnych w ramach działalności CSR.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

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

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

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

W postępowaniu o zatwierdzenie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skróśne 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 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.

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 wysokich ciśnień podmioty, które nie wykonują działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, ponoszą opłatę stanowiącą $\frac{1}{4}$ rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalność wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień, uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie

¼ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą OGP Gaz System S.A., PSG Sp. z o.o. i EuRoPol Gaz S.A. (przedsiębiorstwa zajmujące się transportem gazu), Gas Storage Poland Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania gazu) oraz Polskie LNG S.A. (przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego).

Taryfa OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 13, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 31 maja 2019 r. na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.⁶⁸⁾ 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 (2019/20) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym gazowym przy zatwierdzaniu taryfy nr 13 uwzględniono mechanizm konta regulacyjnego, tj. rozwiązanie wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR. Idea konta regulacyjnego polega na tym, że różnica pomiędzy przychodem planowanym i zrealizowanym dla tego roku będzie uwzględniana w kalkulacji taryf na kolejne lata. Stosownie do postanowień art. 18 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów, stanowi dla danego okresu taryfowego różnicę pomiędzy wartością faktycznie uzyskanych przychodów związanych ze świadczeniem usług przesyłowych w tym okresie i planowaną wartością przychodu z usług przesyłowych uwzględnioną w kalkulacji taryfy na dany okres. Dodatnia wartość ww. różnicy oznacza nadmierne odzyskanie przychodów z usług przesyłowych dla danego roku i wpłynie na obniżenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji taryfy w kolejnych latach, a ujemna oznacza niewystarczające odzyskanie tych przychodów i spowoduje zwiększenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji przyszłych taryf w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 rozporządzenia NC TAR.

Konto regulacyjne pozwala zatem znacznie ograniczyć ryzyko działalności, w tym ryzyko wynikające z rozbieżności pomiędzy wielkościami prognozowanymi na etapie zatwierdzania taryfy a wielkościami rzeczywiście wykonanymi w toku stosowania tej taryfy. Mając na uwadze, że działalność gospodarcza w zakresie infrastruktury energetycznej wymaga znacznych nakładów finansowych, zarządzanie ryzykiem poprzez mechanizm konta regulacyjnego umożliwi stabilizację przychodu regulowanych przedsiębiorstw energetycznych. Tym samym ograniczy ryzyko inwestycyjne. Modelowo bowiem, przychody infrastrukturalnego przedsiębiorstwa energetycznego uzyskiwane z opłat taryfowych powinny zapewnić mu pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności wraz z wynagrodzeniem zaangażowanego kapitału.

Decyzją z 5 czerwca 2020 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 14* na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.⁶⁹⁾ W przypadku taryfy na 2021 r. informację dotyczącą stanu tego konta oraz sposobu jego uzgodnienia zawiera decyzja w sprawie zatwierdzenia.

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewnia pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia NC TAR oraz rozporządzenia taryfowego gazowego. W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia wydanej na podstawie rozporządzenia NC TAR 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.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32 (1226) z 29 marca 2019 r.) 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*

⁶⁸⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 48/2019 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

⁶⁹⁾ 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>

1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.⁷⁰⁾, wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

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

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej, zgodnie z postanowieniami komunikatu nr 14/2020, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100% i poziomem rabatu ex-ante:

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

Rabat ex-ante w ww. wysokości nie będzie stosowany w przypadku usług wirtualnego przesyłania zwrotnego, do których na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%). Niemniej, w związku z art. 16 rozporządzenia NC TAR, współczynnik ten (a zatem i rabat 80%) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej.

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

W taryfie na 2021 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego jak i zaazotowanego, wyniósł 100%. Zgodnie z *Metodą wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP* podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG zastosowano upust w wysokości 100%, skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa PSG Sp. z o.o.

W 2020 r. Prezes URE dwukrotnie opublikował decyzje taryfowe w zakresie prowadzonych postępowań administracyjnych przedsiębiorstwa energetycznego – PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie – największego w skali kraju operatora świadczącego usługi polegające na dystrybucji paliw gazowych.

18 marca 2020 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 8, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2020 r. Skutkowała ona dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 3,5% oraz dla odbiorców gazu koksowniczego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 44,6%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 3 kwietnia 2020 r.

Następnie 15 maja 2020 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzję zatwierdzającą zmianę taryfy nr 8. Powodem przedłożenia wniosku w sprawie zmiany taryfy było dostosowanie brzmienia definicji zawartych w obowiązującej taryfie z definicjami występującymi w IRIESD PSG Sp. z o.o. Zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania 1 czerwca 2020 r.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2020 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o. została zatwierdzona 15 maja 2020 r. na okres do 31 marca 2021 r. W wyniku rozbudowy PMG Wierzchowice pojemność czynna magazynów gazu udostępniana na rynek wzrosła o 3,3% w stosunku do roku poprzedniego, tj. o 5 486 pakiety. Wielkość pakietu pozostała na

⁷⁰⁾ <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>

niezmienionym poziomie – 200 MWh pojemności czynnej. Nie zmieniła się również struktura i zakres świadczonych usług magazynowania. Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2020 r. udostępniała zatem usługi na warunkach ciągłych i przerywanych, jako produkty długoterminowe i krótkoterminowe, w formie pakietów, pakietów elastycznych oraz jako usługi rozdzielone, a także w formie pakietów specjalnych, tj. pakietu 90/40 i pakietu UM Reverse. Stawki za pakiet w usłudze przerywanej wzrosły średnio o 2,2%, natomiast stawki za pakiet w usłudze ciągłej uległy obniżeniu średnio o 2,5%.

W listopadzie 2020 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem o zmianę taryfy 1/2020, w związku ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania (przydziału przepustowości) w stosunku do kosztów tych usług przyjętych do kalkulacji taryfy (wzrost stawki opłaty przesyłowej na wejściu do systemu przesyłowego z instalacji magazynowych o ponad 10% i o 0,3% na wyjściu z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych). Taryfa OSP na 2021 r. została bowiem zatwierdzona 5 czerwca 2020 r., tj. po zatwierdzeniu taryfy Gas Storage Poland Sp. z o.o. i weszła w życie od 1 stycznia 2021 r. Zmiana taryfy GSP 1/2020 została zatwierdzona 17 grudnia 2020 r. i polegała na podwyższeniu stawek opłat za magazynowanie od 1 stycznia 2021 r. średnio o 1,6%.

Taryfa POLSKIE LNG S.A.

Od 1 stycznia 2020 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. – operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 5, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania⁷¹⁾.

Decyzją z 17 grudnia 2020 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 6* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania⁷²⁾, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do urzędu nastąpiło 1 stycznia 2021 r.

Zatwierdzenie taryfy nr 6 skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 9,3% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy nr 5, obowiązującej w 2020 r. (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny wzrosła o 1,4%. Spadek stawek za świadczone usługi regazyfikacji wynikał z planowanego wzrostu ilości regazyfikowanego gazu i tym samym znacznej poprawy efektywności funkcjonowania terminalu.

W taryfie nr 6, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych.

Taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A.

5 czerwca 2020 r. została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2021 r. Taryfa została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2019/20) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC, coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

W tym kontekście warto odnotować, że 16 maja 2020 r. zakończył się okres obowiązywania większego z dwóch tzw. kontraktów historycznych. Moce przesyłowe zarezerwowane na rzecz tego

⁷¹⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 98/2019 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

⁷²⁾ 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>

kontraktu przeszły do dyspozycji Operatora SGT EuRoPol GAZ S.A T – tj. OGP Gaz System S.A. Fakt ten nie miał wpływu na kalkulację taryfy za usługi przesyłowe SGT EuRoPol GAZ S.A.

Podobnie jak w przypadku taryf SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2018, 2019 i 2020, taryfa zatwierdzona 5 czerwca 2020 r. nie została wprowadzona do stosowania na skutek odwołania Przedsiębiorstwa wniesionego 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). Z uwagi na wniesione odwołanie rozliczenia za usługi przesyłania gazu świadczone na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A, prowadzone były nadal w oparciu o taryfę tego Przedsiębiorstwa zatwierdzoną w grudniu 2016 r.

17 września 2020 r., w związku z wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie, sygn. akt VII AGa 873/19, uprawomocniła się decyzja Prezesa URE z 4 czerwca 2018 r. zatwierdzająca taryfę SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2019 r. Z uwagi na okresowy charakter decyzji taryfowych fakt ten nie wpłynął na rozliczenia za usługi przesyłania. W Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 74 (1368) z 18 września 2020 r. został zamieszczony stosowny Komunikat Prezesa URE.

Z kolei 28 grudnia 2020 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie 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. zamieszczonym w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 97 (1391). W związku z zastosowaniem taryfy na 2020 r. średni wzrost opłat za usługi przesyłania tzw. gazociągiem jamalskim wzrósł o ok. 38%.

Taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2020 r. jest pierwszą stosowaną taryfą tej spółki, implementującą postanowienia NC TAR. Została opracowana zgodnie z *Metodą 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.*⁷³⁾ (decyzja Prezesa URE z 29 marca 2019 r.) i uwzględnia ustalenia dotyczące poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów wynikające z Komunikatu Prezesa URE nr 24/2019 z 29 marca 2019 r. w tym zakresie.

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

Prezes URE prowadzi działania monitorujące zasady dostępu do magazynowania paliw gazowych, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych, w ramach przyznanych mu uprawnień w Polityce energetycznej Polski oraz w ustawie – Prawo energetyczne. Prezes URE aktywnie włącza się w procesy konsultacyjne zmian Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). W oparciu o swoje analizy rynku, w tym informacje pozyskiwane od uczestników rynku gazu, Prezes URE przedstawia operatorowi systemu magazynowania sugestie co do zapisów w RŚUM zapewniających równe i niedyskryminacyjne zasady świadczenia usług magazynowania, zgodnie z wymogami przepisów prawa. W 2020 r. Prezes URE na bieżąco monitorował funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie warunków świadczenia m.in. usług magazynowania paliw gazowych.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. będąca 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.

⁷³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

Tabela 25. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2020 r.

| Grupa instalacji magazynowych / instalacja magazynowa | | Pojemność czynna | | | | | |
|---|-----------------|-----------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------|
| | | do 1.06. 2020 r. | od 1.06. 2020 r. | do 1.06. 2020 r. | od 1.06.2020 r. do 31.08. 2020 r. | od 31.08.2020 r. do 14.09.2020 r. | od 14.09.2020 r. |
| | | [mln m ³] | | [GWh*] | | | |
| GIM Kawerna | KPMG Mogilno | 824,8 | | 9 190,7 | | | |
| | KPMG Kosakowo | | | | | | |
| GIM Sanok | PMG Husów | 1 050 | | 11 808 | | 11 868,2 | |
| | PMG Strachocina | | | | | | |
| | PMG Swarzędów | | | | | | |
| | PMG Brzeźnica | | | | | | |
| PMG Wierzchowice | | 1 200 | 1 300 | 13 200 | 14 560 | 14 729 | |

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice świadczenie usług magazynowania w zakresie zwiększonej pojemności czynnej rozpoczęło się 1 czerwca 2020 r. od godz. 6:00. Zmiana wielkości pojemności czynnej w jednostkach energii GIM Sanok od 14 września 2020 r. oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice od 31 sierpnia 2020 r. została dokonana po osiągnięciu w sezonie zatłaczania dotychczasowych wartości pojemności czynnej w jednostkach energii w związku z wyższą kalorycznością zatłaczanego paliwa gazowego.

Tabela 26. Maksymalne moce zatłaczania oraz maksymalne moce odbioru do/ z instalacji magazynowych w okresie od godz. 00:00 dnia 1.01.2020 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2020 r.

| Grupa Instalacji Magazynowych / Instalacja Magazynowa | Maksymalne moce zatłaczania | | | | Maksymalne moce odbioru | | | |
|---|-----------------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | do 1.06. 2020 r. | od 1.06. 2020 r. | do 1.06. 2020 r. | od 1.06. 2020 r. | do 1.06. 2020 r. | od 1.06. 2020 r. | do 1.06. 2020 r. | od 1.06. 2020 r. |
| | [m ³ /h] | | [MWh/h] | | [m ³ /h] | | [MWh/h] | |
| GIM Kawerna | 500 000 | | 5 571,00 | | 1 150 000 | | 12 815,00 | |
| GIM Sanok | 384 667 | | 4 325,42 | | 478 750 | | 5 379,76 | |
| PMG Wierzchowice | 250 000 | 400 000 | 2 800,00 | 4 480,00 | 400 000 | 600 000* | 4 400,00 | 6 600,00* |

* W Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice świadczenie usług magazynowania w zakresie zwiększonej mocy zatłaczania oraz mocy odbioru rozpoczęło się od godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r. Zwiększenie przydziału przepustowości na wejściu do systemu przesyłowego z PMG Wierzchowice zostało zamówione od 1.10.2020 r.

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2020 r. oferowała zdolności magazynowe:

A. w trybie wniosku:

I. na warunkach ciągłych w:

- 1) Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej, w ilości do 1408 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 281 600 MWh Pojemności Czynnej, do 116,864 MWh/h Mocy Załączania oraz do 364,672 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2020/2021 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2020 r., do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2024 r.,
- 2) GIM Kawerna w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej lub UM Krótkoterminowej, w ilości do 270 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 54 000 MWh Pojemności Czynnej, do 40,770 MWh/h Mocy Załączania oraz do 92,610 MWh/h Mocy Odbioru lub UM 90/40 do 270 Pakietów, na okres od godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2020 r. do godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2024 r.,

II. na warunkach przerywanych w:

- 1) Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej, w ilości do 4078 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 815 600 MWh Pojemności Czynnej, do 350,708 MWh/h Mocy Załączania oraz do 530,140 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2020/2021 rozpoczynającego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2020 r., do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się o godz. 6.00 dnia 15 kwietnia 2024 r.,
- 2) GIM Kawerna, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Krótkoterminowej w ilości:
 - a) do 65 800 MWh Pojemności Czynnej, do 100,021 MWh/h Mocy Załączania, do 224,922 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 stycznia 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 kwietnia 2020 r.;
 - b) do 231 800 MWh Pojemności Czynnej, do 184,691 MWh/h Mocy Załączania, do 428,037 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 kwietnia 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 maja 2020 r.;
 - c) do 251 800 MWh Pojemności Czynnej, do 187,591 MWh/h Mocy Załączania, do 431,837 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 maja 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 czerwca 2020 r.;
 - d) do 54 800 MWh Pojemności Czynnej, do 40,826 MWh/h Mocy Załączania, do 93,982 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 lipca 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 kwietnia 2021 r.;
 - e) do 32 800 MWh Pojemności Czynnej, do 24,436 MWh/h Mocy Załączania, do 56,252 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 października 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 kwietnia 2021 r.;
 - f) do 131 600 MWh Pojemności Czynnej, do 98,042 MWh/h Mocy Załączania, do 225,694 MWh/h Mocy Odbioru na okres od godziny 6.00 dnia 1 listopada 2020 r. do godziny 6.00 dnia 1 kwietnia 2021 r.

W trybie wniosku, w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice zaoferowano tzw. nowe zdolności magazynowe, tj. zdolności magazynowe udostępniane po raz pierwszy, które wynikały ze zmiany warunków technicznych współpracy Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice z Systemem Przesyłowym.

W przypadku GIM Kawerna zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące wynikiem wygasania o godz. 6.00 dnia 1 sierpnia 2020 r. zawartego kontraktu, jak również krótkoterminowe zdolności magazynowe na warunkach przerywanych uzyskane okresowo dzięki procesom zachodzącym w kawernach Instalacji Magazynowej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

W trybie wniosku oferowane były również zdolności magazynowe niezakontraktowane w trybie aukcji;

B. w trybie aukcji na warunkach przerywanych, w ramach UM Krótkoterminowej, w GIM Kawerna w ilości 505 pakietów (obejmujących 101 000 MWh Pojemności Czynnej, 75,245 MWh/h Mocy Załączania, 173,215 MWh/h Mocy Odbioru) na okres rozpoczynający się:

- od godziny 6.00 dnia 1 lutego 2020 r. i kończący się o godzinie 6.00 dnia 1 kwietnia 2020 r., tj. 2 miesięcy gazowych w aukcji prowadzonej 14 stycznia 2020 r.,

- od godziny 6.00 dnia 1 marca 2020 r. i kończący się o godzinie 6.00 dnia 1 kwietnia 2020 r., tj. 1 miesiąca gazowego w aukcji prowadzonej 12 lutego 2020 r.

W trybie aukcji zaoferowano krótkoterminowe zdolności magazynowe w GIM Kawerna na warunkach przerywanych niesprzedane w trybie wniosku przez okres co najmniej 2 miesiące, udostępnione w 2019 r.

W 2020 r. spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie dysponowała zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w trybie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne (zwolnienia z zasady TPA nowej infrastruktury). Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określają postanowienia RŚUM, umożliwiające wtórny obrót zdolnościami magazynowymi. W 2020 r. do Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie wpłynął żaden wniosek zbycia na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności magazynowych. Realizację inwestycji rozbudowy instalacji magazynowych oraz innych planowanych działań mogących skutkować zwiększeniem wielkości oferowanych zdolności magazynowych prowadzi PGNiG S.A., która jest właścicielem instalacji magazynowych. Planowane jest zwiększenie pojemności czynnej KPMG Kosakowo, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Swarzędów.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania

W 2020 r. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) była spółka Polskie LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu wynosi 2 058 GWh (2 058 000 MWh), maksymalna moc odbioru to 82 320 MWh/h, pojemność zbiorników na LNG wynosi 320 000 m³, a maksymalna zdolność techniczna 656 Nm³/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w 2020 r., wyniosła 6,78129 GWh/h (6 781,29 MWh/h, 570 000 Nm³/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 400 MWh/h. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe wynosiła 570 000 Nm³. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem tego terminalu w 2020 r. była równa 41 221,83 GWh (41 221 834,928 MWh). W 2020 r. zaoferowano 1 424,905 GWh (1 424 905 MWh) zdolności przeładunkowych na autocysterny. Całość tych zdolności została zarezerwowana.

Operator terminalu LNG w 2020 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe. Usługi o charakterze długoterminowym świadczone są przez cały rok regazyfikacyjny (z wyjątkiem okresu prowadzenia uzgodnionych prac, awarii oraz wprowadzenia ograniczeń). Usługi o charakterze krótkoterminowym świadczone są w okresie co najmniej jednej doby gazowej lub wielokrotności następujących po sobie dób gazowych w danym roku regazyfikacyjnym. W ramach podstawowej usługi regazyfikacji operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG. Usługi o charakterze krótkoterminowym mogą być świadczone w ramach umowy ramowej. Natomiast w ramach usług dodatkowych operator terminalu LNG świadczy usługi przeładunku LNG na autocysterny, rozdzielonego procesowego składowania oraz udostępniania rozdzielonej mocy umownej. Usługi dodatkowe mogą być udostępniane jedynie podmiotom, które zarezerwowały podstawową usługę regazyfikacji. Przed zawarciem umowy o świadczenie usługi regazyfikacji lub usługi dodatkowej dany podmiot jest zobowiązany złożyć odpowiednie zabezpieczenie finansowe. W związku z planowaną tzw. dużą rozbudową terminalu LNG, w okresie 24 lutego 2020 r. – 13 marca 2020 r. przeprowadzono rynkowe konsultacje procedury udostępnienia Terminalu. W ramach tej procedury uczestnicy rynku mogli składać wiążące oferty na świadczenie usług regazyfikacji i usług dodatkowych. Następnie w okresie 23 marca – 21 maja 2020 r. przeprowadzono wiążącą procedurę udostępnienia Terminalu LNG, która opierała się na rynkowych, równoprawnych i przejrzystych zasadach dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku paliw gazowych. W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, 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 na międzynarodowej platformie ALSI udostępnia 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/#/>.

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 IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego, IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych 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 odpowiedzialna za bilansowanie gazu we wszystkich trzech obszarach bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

Zasady bilansowania OSP 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 w obszarze gazu zaazotowanego wynosi 0. W przypadku, gdy na koniec

dooby 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 OSD. Alokacja dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

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

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 roku 2020) oraz stosowania usług bilansujących w rozumieniu art. 8 rozporządzenia BAL.

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 obszarze bilansowania gazu wysokometanowego Krajowego Systemu Przesyłowego, TGE S.A. oferuje możliwość obrotu gazem ziemnym zarówno na rynku dnia bieżącego, jak i rynku dnia następnego.

Natomiast w obszarze bilansowania gazu zaazotowanego punkt wirtualny został utworzony w tym obszarze bilansowania w marcu 2016 r. Począwszy od 1 grudnia 2018 r. TGE S.A. zapewnia możliwość obrotu gazem ziemnym zaazotowanym, zarówno na rynku dnia bieżącego, jak również na rynku dnia następnego.

Od 1 marca 2016 r. możliwy jest także obrót gazem ziemnym przesyłanym gazociągiem jamalskim przy wykorzystaniu instrumentów krótkoterminowych – w utworzonym w tym celu punkcie wirtualnym w obszarze bilansowania SGT. Początkowo możliwy był obrót jedynie produktami na rynku dnia następnego. 23 kwietnia 2020 r. na platformie handlowej TGE S.A. uruchomiono Rynek Dnia Bieżącego dla obszaru bilansowania SGT. Możliwy jest zatem obrót gazem w obszarze bilansowania SGT na platformie giełdowej nie tylko jak dotychczas w ramach Rynku Dnia Następnego, ale również w ramach dnia bieżącego. Oznacza to, że w chwili obecnej obrót gazem ziemnym we wszystkich trzech obszarach bilansowania jest możliwy zarówno na rynku dnia bieżącego, jak i rynku dnia następnego.

Warto również zaznaczyć, że w 2020 r. Prezes URE uczestniczył na forum międzynarodowym (wspólnie z ACER i ENTSO-G) w opracowaniu procedury i zasad postępowania w przypadku wystąpienia znacznego, nietypowego dla danego użytkownika sieci niezbilansowania jego pozycji. Publiczne konsultacje w tej sprawie zostały przeprowadzone jesienią 2020 r, natomiast wspólny dokument ACER i ENTSO-G został opublikowany 10 lutego 2021 r.⁷⁵⁾

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

⁷⁵⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/EU%20Balancing%20Suspected-%20Misconduct_%20ACER_%20ENTSO%20Policy%20Paper.pdf

4.1.3. Kwestie transgraniczne

Dostęp do infrastruktury transgranicznej, w tym alokacja zdolności przesyłowych i zarządzanie ograniczeniami

Zasady alokacji zdolności przesyłowej wynikające z rozporządzenia 715/2009, jak 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.

W 2020 r. Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów dotyczących zarządzania ograniczeniami systemowymi.

OSP 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.

OSP oferuje niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedanie bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym za pośrednictwem platformy aukcyjnej Gaz-System Aukcje (GSA Platform). W 2020 r. na rynku wtórnym aktywnych było 114 ofert odsprzedaży przepustowości. 103 oferty zakończyły się transakcjami odsprzedaży, których wolumen wyniósł łącznie 15 368 072 MWh.

Zgodnie z IRiESP użytkownik systemu ma także prawo zwrotu przydzielonej przepustowości na zasadach przerywanych z zachowaniem czternastodniowego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca gazowego.

W ramach zarządzania ograniczeniami kontraktowymi na połączeniach transgranicznych OSP wdrożył procedury, zgodnie 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*).

Prowadzona na bieżąco przez OSP ocena wykorzystania przepustowości przez użytkowników systemu wykazała, że w 2020 r. nie zaistniały okoliczności, które skutkowałyby potrzebą zastosowania mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu oraz mechanizmu opartego na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać”.

Natomiast uczestnicy rynku korzystali z procedury umożliwiającej rezygnację z zakontraktowanej, a niewykorzystywanej przez nich przepustowości, przydzielonej na zasadach ciągłych albo przerywanych warunkowo ciągłych. Wg wyników analiz ACER na podstawie danych z ENTSO-G, w 2020 r. odzyskana w ten sposób przepustowość wyniosła w Polsce średnio 40 MWh dziennie.

Mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” jest wdrażany w wyniku wykazania przez ACER w corocznym raporcie, na podstawie przeprowadzonej analizy, wystąpienia ograniczeń kontraktowych w odniesieniu do określonych w ww. Wytycznych produktów z zakresu zdolności ciągłej w danym punkcie połączenia transgranicznego. W roku 2020, ze względu na brak stwierdzenia w raporcie ACER ograniczeń w punktach połączeń międzysystemowych łączących Polskę z państwami ościennymi, nie było uzasadnienia dla stosowania mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”.

Współpraca między krajowymi organami regulacyjnymi

11 grudnia 2018 r. została zawarta *Umowa między Rzeczpospolitą Polską a Królestwem Danii w sprawie projektu Baltic Pipe*. Zgodnie z jej zapisami właściwe organy regulacyjne umawiających się stron ustala zasady współpracy dotyczące wykonywania ich zadań w odniesieniu do części infrastruktury projektu Baltic Pipe. W 2020 r. rozpoczęły się negocjacje pomiędzy Prezesem URE a duńskim organem regulacyjnym zmierzające do zawarcia porozumienia określającego ww. zasady współpracy. Proces negocjacji był kontynuowany w 2021 r.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności z planem rozwoju o zasięgu unijnym

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

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

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

Dodatkowo ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na prawnie wyodrębnionych OSD gazowych⁷⁶⁾ obowiązek opracowania programu budowy stacji⁷⁷⁾ gazu ziemnego 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. Ustawa określa m.in. sposób wyznaczenia lokalizacji i stacji LNG/CNG na potrzeby zasilania pojazdów mechanicznych w większych miastach oraz ich późniejszego sfinansowania a także zasady egzekwowania obowiązku budowy stacji, co odbywa się poprzez

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.

monitoring realizacji zadań z uzgodnionego planu rozwoju⁷⁸⁾. Realizacja znacznej części tych zadań przypada na 2020 r. natomiast na rok kolejny planowane jest uzyskanie konkretnych efektów i rozliczenie ilościowe zobowiązanego OSD z zadań rzeczowych objętych programem.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE ciążył na 20 operatorach i jednym przedsiębiorstwie energetycznym:

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

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

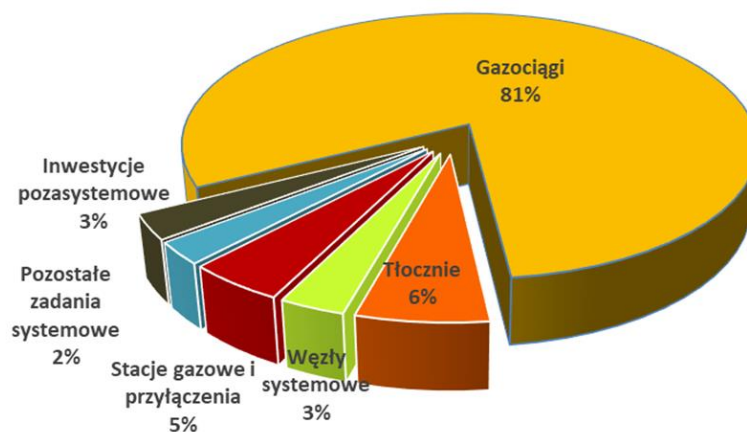
Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. składa się z dwóch części:

- części A, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej jej własnością oraz
- części B, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu (ang. Independent System Operator, ISO).

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

W 2020 r. obowiązywał plan rozwoju OSP pn. *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029* (dalej: KDPR), który Prezes URE uzgodnił 27 sierpnia 2019 r. Plan ten został opisany w sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OSP⁷⁹⁾.

Rysunek 23. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

⁷⁸⁾ Ustawa przewiduje również zasady rozwoju stacji LNG/CNG zlokalizowanych wzdłuż dróg transportowych europejskiej sieci transportowej TEN-T oraz zasady rozwoju infrastruktury na potrzeby transportu wodnego. W tych kategoriach zadania są bezpośrednio przypisane do innych podmiotów i rozliczane w sposób odmienny. OSD uczestniczą w ich przyłączeniu ale za ich budowę odpowiadają inne podmioty.

⁷⁹⁾ <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/plan-rozwoju/>

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 71,2% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2020 r.

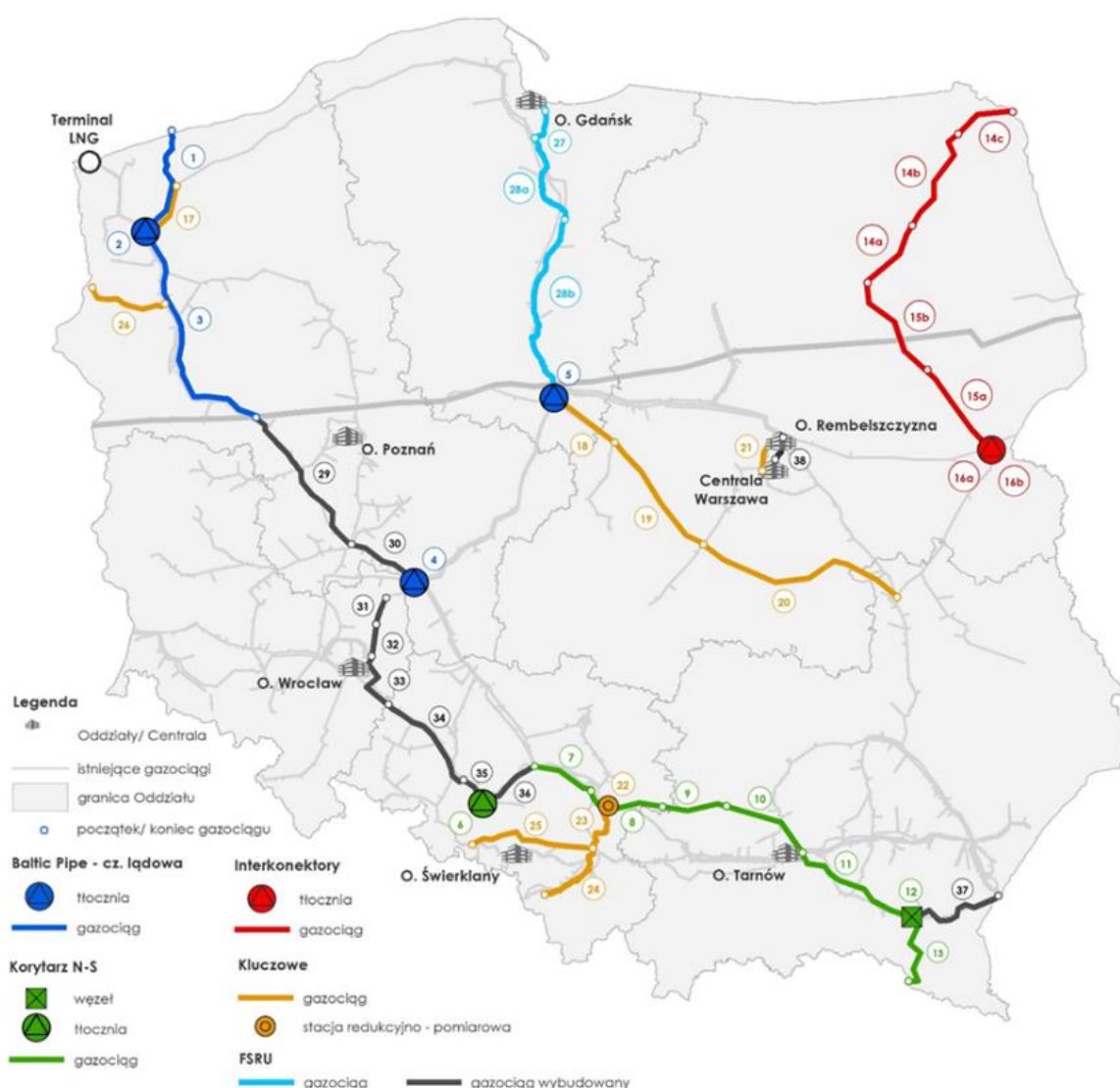
W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- 1) gazociąg relacji Hermanowice – Strachocina o długości ok. 71,7 km i średnicy 700 mm;
- 2) gazociąg relacji Brzeg – Zębice – Kielczów (odc. 1 gazociągu Zdieszowice – Wrocław) o długości ok. 49,1 km i średnicy 1000 mm;
- 3) gazociąg relacji Zdieszowice – Brzeg (odc. 2 gazociągu Zdieszowice – Wrocław) o długości ok. 84,8 km i średnicy 1000 mm;
- 4) gazociąg relacji Tworóg – Kędzierzyn o długości ok. 43,4 km i średnicy 1000 mm.

W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze rozwoju w 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała 261 zadań, z czego całkowicie zakończono 26. W roku sprawozdawczym OGP Gaz-System S.A. prowadziła 21 zadań inwestycyjnych w zakresie nowych gazociągów (8 zadań na etapie projektowania oraz 13 zadań inwestycyjnych na etapie realizacji).

W ramach planu inwestycyjnego w obszarze bezpieczeństwa w 2020 r. zrealizowano 172 zadania.

Rysunek 24. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 27. Kluczowe inwestycje w 2020 r.

| Program | Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r. | Faza |
|---------------------|-----|---|--|
| Baltic Pipe onshore | 1 | Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym | Rozpoczęcie robót budowlanych, faza dostaw |
| | 2 | Rozbudowa Tłoczni Goleniów | |
| | 3 | Gazociąg Goleniów-Lwówek DN=1000, L=188,3 km | |
| | 4 | Budowa Tłoczni Odolanów | |
| | 5 | Tłocznia Gustorzyn | |
| Korytarz N-S | 6 | Budowa Tłoczni Kędzierzyn M=23 MW | realizacji |
| | 7 | Gazociąg Tworóg – Tworzeń DN=1000, L=55,2 km | realizacji |
| | 8 | Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 3 Braciejówka – Tworzeń DN=1000, L=34,1 km | realizacji |
| | 9 | Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 2 Pałecznicza – Braciejówka DN=1000, L=56 km | realizacji |
| | 10 | Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 1 Pogórska Wola – Pałecznicza DN=1000, L=78,1 km | realizacji |
| | 11 | Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola DN=1000, L=97,4 km | realizacji |
| | 12 | Budowa Tłoczni Strachocina etap I Wezeł | realizacji |
| | 13 | Gazociąg Polska – Słowacja DN=1000, L=61,3 km | realizacji |
| Interkonektory | 14a | Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 1 – odcinek od ZZU Rudka – Skroda do ZZUP Konopki DN=700, L=60,6 km | realizacji |
| | 14b | Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 2 – odcinek od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków DN=700, L=76,9 km | realizacji |
| | 14c | Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 3 – odcinek od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa DN=700, L=47,4 km | realizacji |
| | 15a | Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od TG Hołowczyce do granicy woj. mazowieckiego DN=700, L=72,5 km | realizacji |
| | 15b | Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od granicy woj. mazowieckiego do Rudki – Skrody DN=700, L=84,7 km | realizacji |
| | 16a | Rozbudowa TG Hołowczyce II do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 MPa | przetargowa (WRB/ WNI) |
| | 16b | Nowy agregat sprężający TG Hołowczyce | projektowania |

| Program | Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r. | Faza |
|--------------|-----|--|-------------------------------|
| Kluczowe | 17 | Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41,9 km | realizacji |
| | 18 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=54,1 km | projektowania |
| | 19 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km | projektowania |
| | 20 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=154 km | projektowania |
| | 21 | Gazociąg Rembelszczyzna – Mory DN=700, L=29 km | projektowania |
| | 22 | Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków (etap I) | projektowania |
| | 23 | Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową Oświęcim (etap II) DN=700, L=45 km | projektowania |
| | 24 | Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim (etap III) DN=500, L=53 km | projektowania |
| | 25 | Gazociąg Racibórz – Oświęcim wraz z SSRP Suszec i odgałęzieniem DN 300 DN=700, L=110 km | projektowania |
| | 26 | Przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra DN=700, L=63 km | projektowania |
| FSRU | 27 | Gazociąg Bogatka – Kolnik | projektowania |
| | 28a | Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 1 | projektowania |
| | 28b | Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 2 | projektowania |
| Korytarz N-S | 29 | Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,4 km | gazociąg wybudowany w 2019 r. |
| | 30 | Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km | gazociąg wybudowany w 2018 r. |
| | 31 | Gazociąg Czeszów – Wierzchowice DN=1000, L=14,1 km | gazociąg wybudowany w 2017 r. |
| | 32 | Gazociąg Czeszów – Kielczów DN=1000, L=32,5 km | gazociąg wybudowany w 2018 r. |
| | 33 | Gazociąg Zdieszowice – Wrocław (odc. Brzeg – Zębice – Kielczów) DN=1000, L=49,1 km | gazociąg wybudowany w 2020 r. |
| | 34 | Gazociąg Zdieszowice – Wrocław (odc. Zdieszowice – Brzeg) DN=1000, L=84,8 km | gazociąg wybudowany w 2020 r. |
| | 35 | Gazociąg Zdieszowice – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=17,3 km | gazociąg wybudowany w 2019 r. |
| | 36 | Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=43,4 km | gazociąg wybudowany w 2020 r. |
| | 37 | Gazociąg Hermanowice – Strachocina DN=700, L=71,7 km | gazociąg wybudowany w 2020 r. |

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację części B projektu planu rozwoju.

Prezes URE w październiku 2020 r. uzgodnił część B projektu plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. *KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU; PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE; aktualizacja części B na lata 2021 – 2030*. Plan ten obejmuje inwestycje dotyczące infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule „ISO”. Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony na lata 2021-2023.

Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizacje urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, modyfikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w 2020 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. Działania obejmowały rozbudowę połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i budowę połączenia na granicy z Czechami (Cieszyn), a także realizację szeregu zadań umożliwiających oddanie w 2016 r. do użytku terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu.

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.

Lista PCI to aktualizowane co dwa lata zestawienie transgranicznych projektów infrastruktury energetycznej o strategicznym znaczeniu dla Unii. Inwestycje, które się na niej znajdują, mogą liczyć m.in. na dofinansowanie ze środków europejskich, w formie grantu przyznawanego przez dedykowaną agencję UE (INEA) lub innej formy wsparcia (np. zachęty krajowe) i korzystać z przyspieszonej procedury wydawania pozwoleń i decyzji administracyjnych (m.in. zasada jednego okienka).

12 lutego 2020 r. Parlament Europejski przyjął czwartą listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania⁸⁰⁾. Wśród projektów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw naszego regionu należy wymienić gazociąg Baltic Pipe, terminal FSRU w Gdańsku do rozładunku LNG, a także połączenia międzysystemowe ze Słowacją i Litwą. Na liście nie znalazł się projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy, który do tej pory miał status PCI na wcześniejszych listach Komisji Europejskiej.

⁸⁰⁾ https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en#the-pci-lists

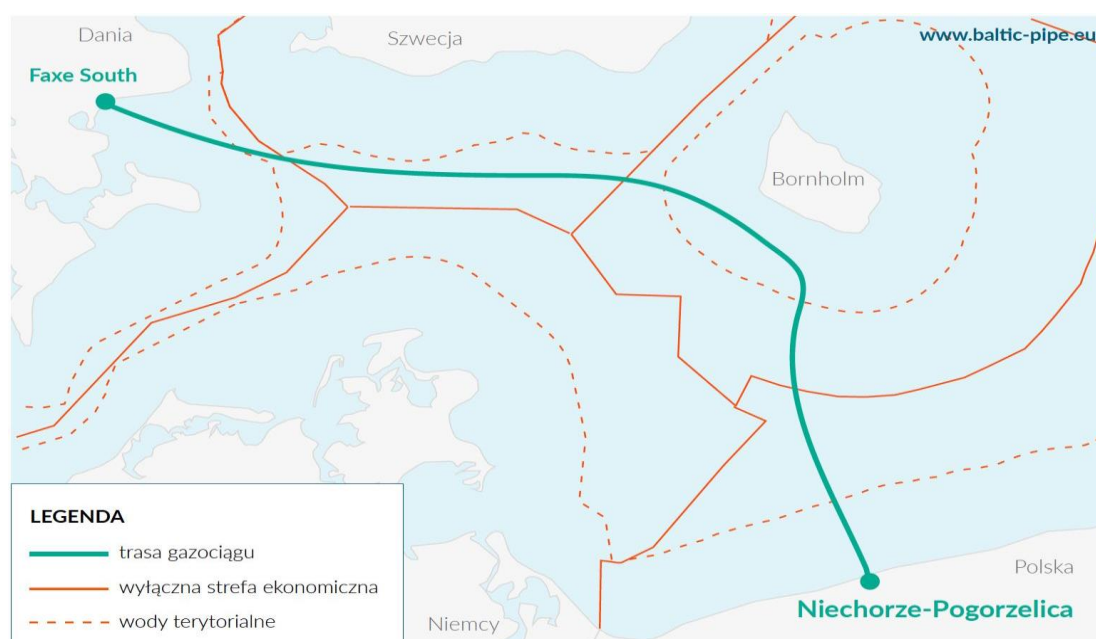
Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)⁸¹⁾

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

Program Baltic Pipe PL składa się z dwóch kluczowych obszarów:

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

Rysunek 25. Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W części morskiej (Offshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. 9 stycznia 2020 r. uzyskano decyzję lokalizacyjną dla części morskiej oraz lądowej w Polsce. Pozwolenie na budowę w Polsce uzyskano 2 kwietnia 2020 r. dla części lądowej oraz 22 kwietnia 2020 r. dla części morskiej. 7 maja 2020 r. uzyskano pozwolenie na budowę w Szwecji.

W okresie sprawozdawczym zakończono również kluczowe postępowania zakupowe. 9 stycznia 2020 r. zawarto umowę na dostawę rur. W kwietniu rozpoczęto produkcję stali do produkcji blach i samą produkcję blach, w maju rozpoczęto nakładanie powłok ochronnych wewnętrznych i zewnętrznych. Na początku lipca zaś rozpoczęto transport rur z Niemiec do zakładu nakładania betonu w Szkocji gdzie pod koniec miesiąca rozpoczęto ich betonowanie. W grudniu 2020 r. zakończono produkcję rur w hutach (nakładanie powłoki wewnętrznej i końcowej kontroli jakości rur było w trakcie realizacji). W nawiązaniu do powyższego w marcu 2020 r. OGP Gaz-System S.A. podpisała umowę na nadzór nad produkcją i dostawami rur.

30 kwietnia 2020 r. podpisano kontrakt na realizację robót budowlanych na lądzie i morzu. Pod koniec lipca podpisano umowę na nadzór na robotami budowlanymi zaś na początku sierpnia umowę na nadzór środowiskowy na etapie budowy gazociągu podmorskiego.

⁸¹⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/>

W okresie 11 sierpnia 2020 r. – 10 września 2020 r. uzyskano niezbędne decyzje/uzgodnienia organów duńskich, szwedzkich oraz polskich na wykonanie badań UXO (niewybuchy, wraki, niezidentyfikowane obiekty na dnie morza) na wodach znajdujących się pod jurysdykcją tych krajów. Pierwsza kampania badań UXO onshore, nearshore i offshore w Polsce i Danii została zakończona w 2020 r. UXO zostały usunięte w Danii i Polsce.

1 września 2020 r. nastąpiło przekazanie placu budowy w Polsce oraz Danii. Place budowy zostały ogrodzone, teren został oczyszczony i wyrównany. Zakończono wbijanie ścianek zabezpieczających szyb do drażenia mikrotunelu. W Polsce rozpoczęto nasypywanie i zagęszczanie materiału pod platformę roboczą w obszarze szybu wejściowego do mikrotunelu.

W części lądowej projektu (onshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. Pozwolenie na budowę infrastruktury łączącej gazociąg podmorski z Krajowym Systemem Przesyłowym uzyskano w lutym i marcu. Pozwolenie na budowę odcinków gazociągu Goleniów – Lwówek zaś w styczniu i lutym. W ww. miesiącach uzyskano również pozwolenia na budowę tłoczni gazu Goleniów, Gustorzyn oraz Odolanów. W raportowanym okresie zatwierdzono również komplet projektów wykonawczych ww. inwestycji (marzec-maj) oraz zakończono kluczowe postępowania zakupowe na wykonanie robót budowlanych i nadzoru. Pod koniec 2020 r. nastąpiło przekazanie placów budów wykonawcom robót budowlanych oraz rozpoczęcie dostaw części armatury dla ww. inwestycji. W ramach prac budowlanych realizowano następujące działania:

1. gazociąg łączący Baltic Pipe z krajowym systemem przesyłowym:
 - a) zakończono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych,
 - b) zakończono prace związane z tyczeniem osi gazociągu i pasa montażowego,
 - c) rozpoczęto prace nad przygotowaniem placów składowych dla dostaw;
2. Gazociąg Goleniów – Lwówek:
 - a) prowadzono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych,
 - b) zakończono tyczenie pasa budowlano-montażowego wraz z osią gazociągu w zakresie obu etapów,
 - c) odebrano część placów składowych dla dostaw,
 - d) rozpoczęto badania saperskie, wycinkę drzew poza terenami leśnymi, prace związane ze zdjęciem humusu, rozwózką rur i łuków, gięciem łuków, odkrywki czynnych gazociągów, budowę zjazdów i przejazdów przez przeszkody, nadzór archeologiczny na obszarach odhumusowanych;
3. Tłocznie gazu:
 - a) odebrano place składowe dla dostaw i prowadzono prace nad przygotowaniem miejsca składowania dostaw na terenie budowy,
 - b) rozpoczęto prace związane z organizacją terenu budowy,
 - c) wykonawca robót budowlanych rozpoczął prace nad przygotowaniem dokumentacji jakościowej i harmonogramu prac.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej⁸²⁾

Nowy Terminal LNG to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Nowy Terminal LNG pozwoli na odbiór co najmniej 4,5 mld Nm³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Zakres Programu to:

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

⁸²⁾ <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 2020 r. rozpoczęto prace projektowe dla gazociągów w części lądowej. W lutym 2020 r. podpisano umowę dotyczącą projektowania i uzyskania decyzji administracyjnych dla gazociągu Kolnik-Gdańsk z częścią przyłączeniową FSRU. Natomiast w grudniu 2020 r. podpisano umowy na projektowanie gazociągu z Gustorzyna do Kolnika.

W okresie od 20 lipca do 28 września 2020 r. uczestnicy rynku mieli możliwość wzięcia udziału w niewiążącej procedurze badania zainteresowania dla nowych zdolności przesyłowych w krajowym systemie przesyłowym (KSP) związanych z budową terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Badania potwierdziły zainteresowanie rynku budową nowego punktu wejścia do systemu gazowego i mają duże znaczenie w kontekście uruchomienia wiążącej procedury alokacji zdolności przesyłowych, jako kolejnego etapu procesu inwestycyjnego w projekcie FSRU.

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

Budowany interkonektor połączy systemy przesyłowe obu krajów: słowacką tłocznnię gazu w miejscowości Veľké Kapušany z węzłem gazu w miejscowości Strachocina (woj. podkarpackie). Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja obejmuje także niezbędną rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce oraz budowę stacji pomiarowej w pobliżu granicy SK-PL po stronie słowackiej. Długość całego połączenia wyniesie 164 km.

W 2020 r. na połączeniu gazowym Polska-Słowacja kontynuowano prace budowlane. Obaj operatorzy planują ukończenia połączenia międzysystemowego w 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)⁸⁴⁾

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 UE (priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP) i ma służyć rozwiązaniu problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu oraz zakończeniem izolacji państw bałtyckich od rynku gazu UE. Stronami bezpośrednio odpowiedzialnymi za jego realizację są: OGP Gaz-System S.A. i AB Amber Grid (operator litewskiego systemu przesyłowego). Gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa ma mieć długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie.

W lipcu 2020 r. OGP Gaz-System S.A. podpisała ostatnie niezbędne umowy na wykonanie robót budowlanych na całym odcinku transgranicznego połączenia gazowego z Litwą. Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Litwa do użytku planowany jest w 2022 r.

Należy pamiętać, że ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Obiekt ten będzie bowiem odpowiadał za umożliwienie rozprowadzenia gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in.

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

⁸⁴⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-litwa/>

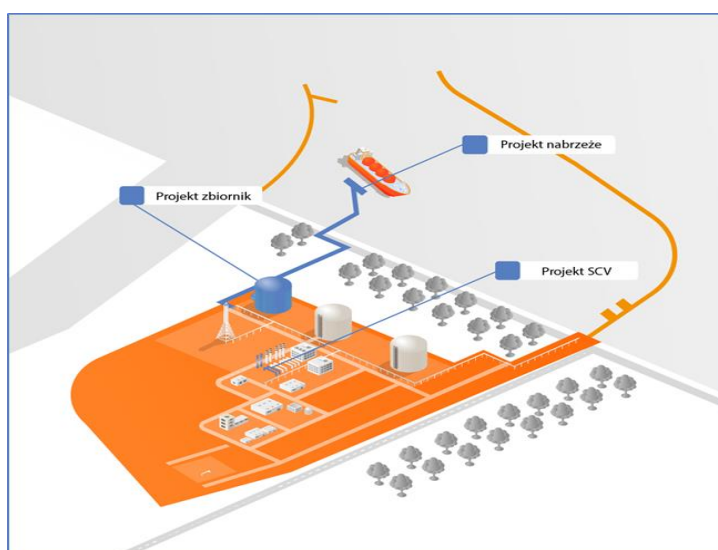
w kierunku Litwy (GIPL). W lutym wydano pozwolenie na budowę tłoczni gazu w Gustorzynie zaś pod koniec 2020 r. OGP Gaz-System S.A zawarła umowy z wykonawcą robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego budowy tłoczni Gustorzyn.

Ponadto, w okresie 4 listopada – 7 grudnia 2020 r. OGP Gaz-System S.A. wspólnie z litewskim operatorem AB Amber Grid prowadziły niewiązącą procedurę badania rynku w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL). Celem procedury było uzyskanie dodatkowych informacji od uczestników rynku o kluczowych czynnikach, mających istotny wpływ na zdefiniowanie optymalnych warunków dostępu do punktu połączenia międzysystemowego GIPL w obu kierunkach przepływu. Szczególnie ważnymi zagadnieniami w tym procesie były: ustalenie cen (poziomu taryf) w punkcie połączenia międzysystemowego GIPL oraz możliwe metody alokacji zdolności przesyłowych. Podsumowanie niewiążącego badania rynku dla nowych zdolności przesyłowych GIPL znajduje się na stronie⁸⁵⁾ internetowej OGP.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu⁸⁶⁾

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej z obecnych 5 mld m³ do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

Rysunek 26. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. przeprowadzono szereg prac związanych z Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu obejmujących w szczególności zakończenie głównych postępowań przetargowych na wybór wykonawców rozbudowy (projekt SCV, część lądowa, część morska) i Inżyniera Kontraktu, prowadzenia dostaw inwestorskich, pozyskiwania zgód i pozwoleń administracyjnych jak również przeprowadzenia przygotowań do rozpoczęcia kolejnego etapu rozbudowy polegającej na realizacji kontraktów na jej wykonanie.

Realizacja wszystkich tych projektów będzie prowadziła do poprawy bezpieczeństwa energetycznego, w tym poprzez zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu w przypadku wystąpienia

⁸⁵⁾ Strona OGP: www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/203292/

⁸⁶⁾ <https://www.polskielng.pl/terminal-Ing/program-rozbudowy-terminalu-Ing/>

zakłóceń w jego dostawach, zwiększy liczbę możliwych kierunków dostaw gazu oraz wpłynie na integrację i konkurencyjność rynków gazu w krajach tej części Europy. Wpłynie to także na rozwój funkcjonalności tranzytowych krajowego systemu przesyłowego.

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

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

W 2020 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.

4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

Rozporządzenie NC TAR

W 2020 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Weszło ono 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 UE.

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.⁸⁷⁾ 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.*⁸⁸⁾ 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.*⁸⁹⁾

⁸⁷⁾ 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.

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/wyznaczenie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

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 przerywanej⁹⁰⁾. 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.⁹¹⁾ Jej postanowienia zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2022 r.

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 komunikat⁹²⁾ 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 TAR⁹³⁾, 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

Wypełniając postanowienia art. 6 rozporządzenia CAM NC, OGP Gaz-System S.A. udostępniała maksymalną zdolność techniczną w punktach połączeń międzysystemowych i przeprowadzała regularnie analizy zdolności technicznych w ww. punktach w celu maksymalizacji zdolności udostępnianych uczestnikom rynku. Następnie uzgadniała wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących. Stosownie do art. 7 rozporządzenia OSP wymieniał z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych informacje dotyczące nominacji i renominacji i dokonywał sprawdzenia zgodności nominacji/renominacji w poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych. OSP wymieniał również z operatorami systemów sąsiadujących informacje dotyczące planowanych prac w systemach mogących mieć wpływ na realizację transportu gazu przez poszczególne punkty międzysystemowe (operatorzy uzgadniają i synchronizują harmonogramy planowanych prac). Procedury wymiany informacji pomiędzy operatorami są uzgodnione w porozumieniach operatorskich. Usługa świadczona na zasadach przerywanych dla punktów połączeń międzysystemowych oferowana była zgodnie z zasadami określonymi w CAM NC – dla produktów o czasie trwania dłuższym niż jeden dzień, w przypadku, jeśli odpowiedni produkt miesięczny, kwartalny lub roczny oferowany na zasadach ciągłych został sprzedany z premią aukcyjną, został wyprzedany lub nie był oferowany. Produkty dobowe oferowane były, gdy odpowiednie produkty z zakresu zdolności ciągłej zostały wyprzedane lub

⁹⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Prezes-URE-rozpoczyna-konsultacje-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowyc.html>

⁹¹⁾ 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-przesylowych-taryf-ga.html>

⁹²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/-2019/8439,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikiw-sezonowych-do-taryf-na.html>

⁹³⁾ <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/publikacja-nc-tar/>

nie były oferowane. Zdolność powiązana na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia CAM NC w 2020 r. była oferowana 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 10/2019 przepustowość połączeń na granicy polsko-niemieckiej w punktach GCP Gaz-System/ONTRAS oraz Mallnow jest oferowana jako powiązana na platformie aukcyjnej RBP. W 2020 r. proces zamawiania przepustowości na Platformie GSA i RBP przebiegał bez zakłóceń, nie było sytuacji zmuszających do zastosowania procedury awaryjnej.

Rozporządzenie BAL NC

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

Ponadto, w 2020 r. Prezes URE wydał dwie istotne decyzje dotyczące prowadzenia działań bilansujących przez OSP.

Po pierwsze, Prezes URE ponownie wyraził zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie na obszarze bilansowania GASPOOL (Republika Federalna Niemiec) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu prowadzenia działań bilansujących w obszarze bilansowania Systemu Gazociągów Tranzytowych oraz w obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Ponadto, OSP może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Wreszcie, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru SGT. Zgodnie z decyzją Prezesa URE zezwalają również na przesyłanie gazu do i z tych sąsiadujących obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania.

Działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania mogą być podejmowane przez operatora w przypadku braku możliwości wykorzystania platformy handlowej, na której OSP jest zobowiązany prowadzić działania bilansujące dla danego obszaru bilansowania albo w przypadku konieczności podjęcia działań bilansujących związanych z daną lokalizacją na granicy z obszarem bilansowania GASPOOL, obszarem bilansowania na terenie Republiki Czeskiej lub w Punkcie Wzajemnego Połączenia pomiędzy SGT a obszarem bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Decyzja o wyrażeniu zgody na działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania obowiązuje od 1 października 2020 r. godz. 6:00 do 1 października 2021 r. godz. 6:00. W 2020 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

Drugą istotną decyzją wydaną przez Prezesa URE była wydana w maju 2020 r. decyzja zatwierdzająca zmiany w Mechanizmie zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących. Na wstępie należy wspomnieć, że od 1 stycznia 2019 r. obowiązuje nowa metoda kalkulacji opłat związanych z neutralnością bilansowania nosząca nazwę *Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych*. Metoda ta jest zatwierdzana przez Prezesa URE na podstawie art. 30 ust. 2 rozporządzenia BAL NC. Nowy Mechanizm reguluje następujące

zagadnienia: 1) koszty i przychody podlegające uwzględnieniu w ramach neutralności bilansowania; 2) przepływy pieniężne z tytułu neutralności bilansowania; 3) mechanizm korygujący wysokość stawki opłaty związanej z neutralnością bilansowania; 4) uzgodnienia dotyczące zarządzania ryzykiem kredytowym. Decyzją z 27 maja 2020 r. wprowadzono zmiany do zatwierdzanego przez Prezesa URE Mechanizmu. Zmiany dotyczyły przede wszystkim wysokości i rodzaju zabezpieczeń np. wprowadzono dodatkowy próg zabezpieczenia wynoszący 150 000 zł. Zmieniono i doprecyzowano katalog zabezpieczeń, które może przedłożyć użytkownik sieci. Przyjęto zasadę, że OSP może odstąpić od wezwania do uzupełnienia zabezpieczenia w sytuacji, gdy wysokość wymaganego zabezpieczenia w stosunku do ustanowionego jest niższa o kwotę nie większą niż 1000 zł. Uznano bowiem, że nie zachodzi konieczność wszczynania procedury zawieszenia w sytuacji, gdy kwota brakującego zabezpieczenia ma charakter bagatelny. Mechanizm został również uzupełniony o zasady postępowania w przypadku wznowienia przesyłania paliwa gazowego. W przypadku wznowienia dostarczania paliwa gazowego użytkownik sieci jest zobowiązany zapewnić wyższy poziom zabezpieczenia w okresie 3 kolejnych miesięcy począwszy od dnia wznowienia świadczenia usługi przesyłania. Decyzja Prezesa URE weszła w życie 1 czerwca 2020 r. (z wyjątkiem postanowienia wprowadzającego dodatkowy, wynoszący 150 000 zł próg zabezpieczenia, które obowiązuje od 1 października 2020 r.).

Rozporządzenie INT NC

W 2020 r. OSP kontynuował współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS, s.r.o. oraz niemieckimi GASCADE Gastransport GmbH i Ontras Gastransport GmbH, zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich oraz kontynuował wypełnianie obowiązków wynikających z rozporządzenia poprzez:

- publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA⁹⁴⁾,
- realizację 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 opartych na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów (EDI), w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S⁹⁵⁾,
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4⁹⁶⁾,
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania⁹⁷⁾.

Wszystkie ww. informacje udostępniane są również w języku angielskim.

Ponadto w 2020 r. operatorzy Gaz-System i LLC Gas Transmission System Operator of Ukraine (dalej: LLC Gas TSO of Ukraine) po przeprowadzeniu konsultacji podpisali nowe Porozumienie, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia INT NC. Zasady wynikające z tego porozumienia weszły w życie wraz z dobą gazową 1 lipca 2020 r. Nowe Porozumienie określa zasady współpracy międzyoperatorskiej świadczenia usług przesyłowych na połączeniu między systemami polskim i ukraińskim. Dotychczas przesył gazu następował w punktach: Drozdowicze (na terytorium Ukrainy), Hermanowice (na terytorium Polski). Zmiana będąca przedmiotem Porozumienia dotyczy oferowania przesyłu gazu w jednym punkcie tzw. VIP, tj. GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO, który łączy dwa punkty połączeń międzysystemowych łączących te same dwa sąsiadujące systemy wejścia-wyjścia. Porozumienie określa warunki wzajemnej współpracy w odniesieniu do:

- przesyłu gazu i eksploatacji stacji granicznych,
- zasad pomiaru ilości i jakości przesyłanego gazu,
- zasad wymiany informacji w zakresie ilości realizowanych usług przesyłania (sprawdzanie zgodności nominacji – matching),
- wskazania zasad i stron odpowiedzialnych za sterowanie fizycznym przepływem paliwa gazowego,
- zasad współpracy związanej z uzgadnianiem oferowanych przepustowości w GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (*capacity management*),
- procedur komunikacji w przypadku wyjątkowych zdarzeń.

⁹⁴⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/punkty-oba/>

⁹⁵⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/edigs/>

⁹⁶⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/protokol-as4/>

⁹⁷⁾ <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>

4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

4.2.1. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 171,8 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 41,8 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2020 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe.

Tabela 28. Struktura dostaw gazu w 2020 r.

| Wyszczególnienie | Ilość [TWh] |
|---------------------------------|-------------|
| 1. Dostawy z zagranicy | 171,8 |
| 2. Wydobyte ze źródeł krajowych | 41,8 |
| 3. Zmiana stanu zapasów | 4,8 |

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

W 2020 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 533,4 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 29. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2020 r. [TWh]

| Rodzaj Gazu | | Gaz wysokometanowy | Gaz zaazotowany |
|--------------------------|---|--------------------|-----------------|
| Wejście do systemu razem | | 533,4 | 8,2 |
| z tego: | kopalnie i odazotownie | 22,2 | 3,8 |
| | magazyny | 30,4 | 0,0 |
| | dostawy spoza UE | 396,8 | 0,0 |
| | dostawy z UE | 42,4 | 0,0 |
| | terminal LNG | 40,0 | 0,0 |
| | inne (wejścia z dystrybucji) | 1,6 | 4,4 |
| Wyjście z systemu razem | | 533,4 | 8,2 |
| z tego: | mieszalnie i odazotownie | 0,0 | 1,6 |
| | magazyny | 25,6 | 0,0 |
| | do sieci dystrybucyjnej | 139,2 | 6,4 |
| | do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej | 55,3 | 0,2 |
| | dostawy do UE [MWh] | 293,9 | 0,0 |
| | dostawy poza UE | 15,5 | 0,0 |
| | potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich) | 3,9 | 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 SGT EuRoPol GAZ S.A.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2020 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów wobec 186 na koniec 2019 r. Natomiast 94 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 88,4 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 30. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2020 r. [TWh]

| | Łącznie | GK PGNiG | Pozostałe spółki obrotu |
|---------------------------------------|---------|----------|-------------------------|
| Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie) | 428,5 | 340,1 | 88,4 |
| Hurtowa sprzedaż gazu | 167,5 | 121,5 | 46,0 |

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i URE.

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

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 2020 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTTg). Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji. 1 maja 2020 r. RTTg został przekształcony w Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPg) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

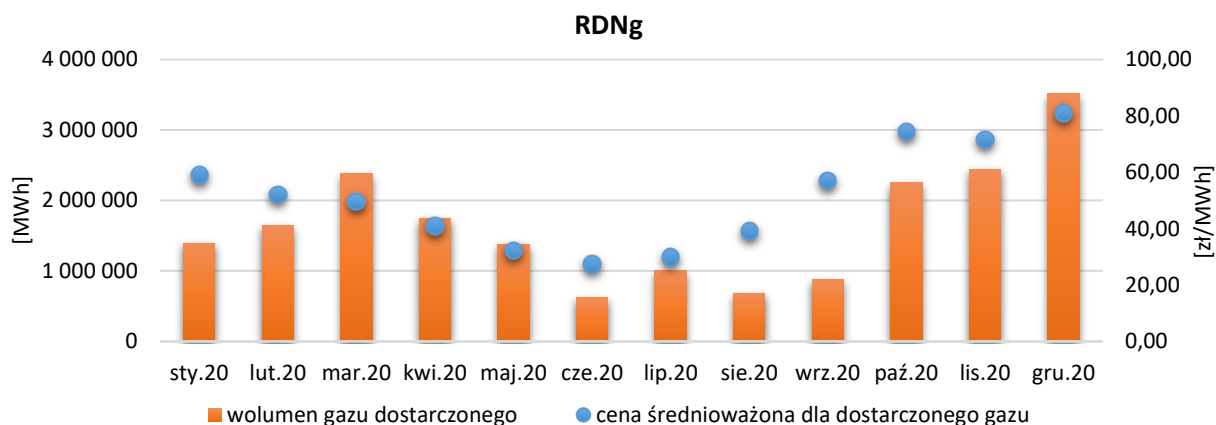
Przedmiotem obrotu na RTTg/RTPg OTF w 2020 r. była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na Rynku Dnia Następnego 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 Rynku Dnia Bieżącego prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

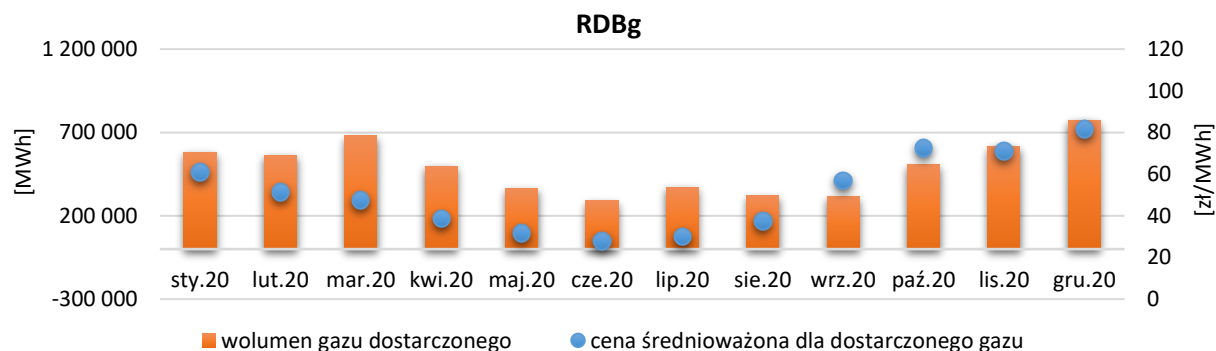
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTTg i RTPg OTF).

Rysunek 27. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2020 r.



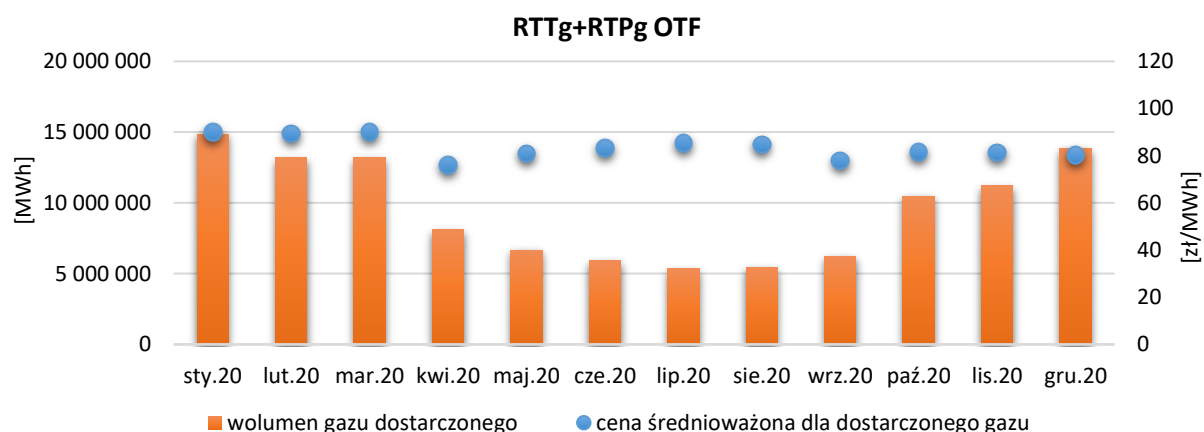
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 28. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2020 r.



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

Rysunek 29. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Terminowym Towarowym (RTTg), których realizacja następowała w 2020 r.



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

W 2020 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 140 232 957 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 79,19 zł/MWh (19 923 385 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 57,87 zł/MWh; 5 879 166 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 54,52 zł/MWh i 114 430 406 MWh na rynku terminowym RTTg po średniej cenie 84,17 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2020 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 18,4 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 69,15 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 31. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC, sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2020 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 | 86,63 | 62,96 | 54,52 | 70,18 |
| Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie | 84,37 | 71,15 | 75,36 | 79,92 |
| 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 | 54,82 | 30,89 | 34,88 | 67,74 |

Źródło: URE.

4.2.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. W 2020 r. liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wynosiła 6 828 581⁹⁸⁾.

Odbiorcy gazu sieciowego przyłączeni są do sieci OSP, PSG Sp. z o.o. (największego OSD) lub jednego z 50 tzw. „małych” OSD.

Po stronie podaźowej, w 2020 r. 161 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP (wzrost o 12 w stosunku do 2019 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej – PSG Sp. z o.o. – liczba sprzedawców wyniosła 79.

Prezes URE przeprowadza monitoring wybranych spółek obrotu gazem i analizuje zgromadzone wyniki dla gazu wysokometanowego i zaazotowanego oraz LNG. Całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2020 r. wynosiła 203,1 TWh, czyli na poziomie porównywalnym z rokiem 2019. Największy spadek sprzedaży odnotowano w sektorze użyteczności publicznej, usług i handlu (2,05%), zaś największy wzrost w sektorze rolnictwa (11,3%). Sprzedaż do gospodarstw domowych wzrosła o 4,71%, co prawdopodobnie ma związek z epidemią COVID-19, która spowodowała upowszechnienie pracy zdalnej.

⁹⁸⁾ Dane na podstawie badania przeprowadzonego wśród 12 największych OSD.

Tabela 32. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2020 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 | 28 908 396 | 172 224 779 | 201 133 175 |
| z tego: przemysł | 21 745 247 | 110 986 436 | 132 731 683 |
| rolnictwo | 114 209 | 438 185 | 552 394 |
| usługi i handel | 4 049 130 | 10 520 907 | 14 570 037 |
| użyteczność publiczna | 874 990 | 2 525 375 | 3 400 365 |
| gospodarstwa domowe | 2 124 820 | 47 753 876 | 49 878 696 |
| Zużycie własne | 57 683 | 1 955 089 | 2 012 772 |
| Łącznie | 28 966 079 | 174 179 868 | 203 145 947 |

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 18 sprzedawców.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł 85,63% i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 2,86 punktu procentowego. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych, utrzymujący się od 2017 r., wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (PGNiG OD Sp. z o.o.) w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po zaprzestaniu działalności przez kilka spółek obrotu w latach 2018-2020. Pozostałe 14,37% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych. Wartość udziału pozostałych sprzedawców waha się w poszczególnych sektorach gospodarki od 27,79% w sektorze usług i handlu do 4,26% w grupie gospodarstw domowych.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego wynosi 9 371,66.

Z kolei w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG) udział podmiotów z GK PGNiG wyniósł niespełna 12,5%. W 2020 r. łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej przez wszystkich sprzedawców, do odbiorców końcowych wyniósł 969 986 MWh i znacząco różnił się od wolumenu wykazanego za rok 2019 i lata poprzednie. Wzrost wykazanego w sprawozdaniach wolumenu gazu LNG w porównaniu do lat poprzednich wynika jednak wyłącznie z błędów sprawozdawczych (przedsiębiorstwo energetyczne złożyło korektę). Większość z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej.

Tabela 33. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2020 r. [MWh]

| | Sprzedawcy alternatywni | GK PGNiG | Suma |
|-----------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| Przemysł | 705 907 | 85 026 | 790 933 |
| Rolnictwo | 57 609 | 0 | 57 609 |
| Usługi i handel | 58 606 | 35 611 | 94 217 |
| Użyteczność publiczna | 6 430 | 0 | 6 430 |
| Gospodarstwa domowe | 20 797 | 0 | 20 797 |
| Razem | 849 349 | 120 637 | 969 986 |

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 18 sprzedawców.

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

Taryfy dla paliw gazowych

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. Stosownie do postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (posiadanych koncesji) i przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, który taryfę zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że została ona ustalona niezgodnie z postanowieniami art. 44-46 ustawy. Natomiast przepis art. 45 ust. 1 ww. ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązanie do kalkulacji taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ich działalnością, uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Zasady kalkulacji taryfy w 2020 r. nie uległy zmianie w stosunku do zasad obowiązujących w 2019 r.

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

W 2020 r. taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Kluczowe znaczenia ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2020 r. Prezes URE prowadził 2 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 podjął i opublikował dwie decyzje taryfowe w zakresie cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o. Pierwsza z nich to decyzja podjęta przez Prezesa URE i opublikowana 16 czerwca 2020 r., weszła w życie 1 lipca 2020 r. Druga natomiast – podjęta 17 grudnia 2020 r., weszła w życie 1 stycznia 2021 r.

Ceny gazu w zatwierdzonej 16 czerwca 2020 r. taryfie nr 9 uległy obniżeniu o 10,6% w porównaniu do taryfy poprzedniej. Stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 9,8% (gaz E i Ls) i o 9,7% (gaz Lw). 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 obniżki samego paliwa gazowego i wyniósł ok. 6,58% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz odpowiednio 7,03% i 6,89% dla odbiorców gazu azotanowego Lw i Ls.

W efekcie decyzji z 16 czerwca 2020 r., zmiana średnich miesięcznych płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o. przedstawiała się następująco:

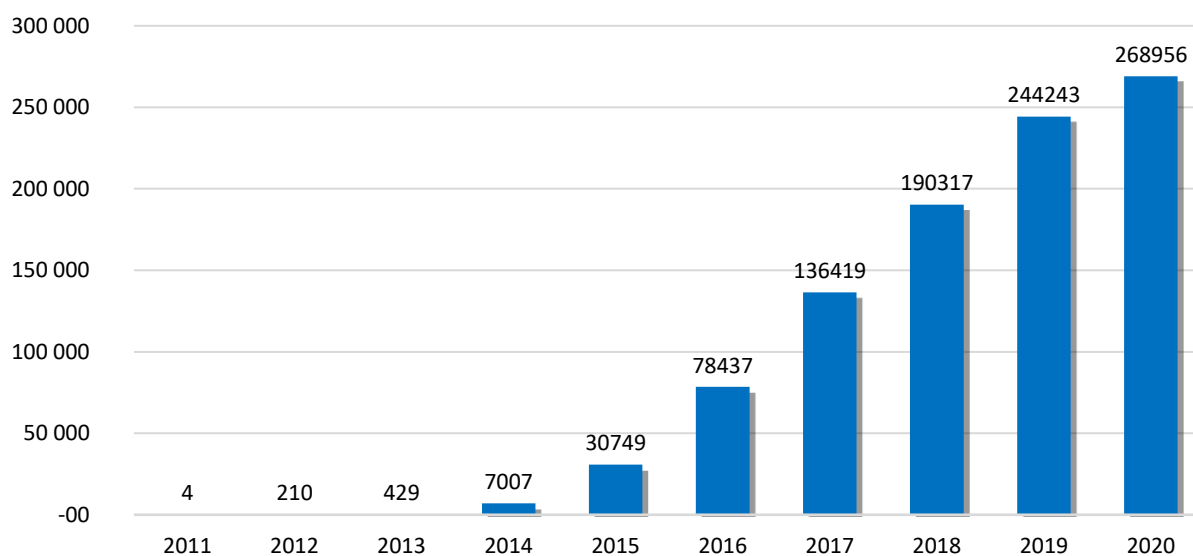
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 157,3 kWh wyniosła (-) 4,9%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 1,02 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-2 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 7 177,27 kWh wyniosła (-) 6,7%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 6,33 zł/m-c,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-3 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz do ogrzewania pomieszczeń, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 22 057,64 kWh wyniósł (-) 7,1%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 19,45 zł.

Decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. zatwierdzona została taryfa nr 10. Ustalone w niej ceny gazu uległy obniżeniu o 4,5%, a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 4,1%. Uwzględniając jak wcześniej fakt iż 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 (które w momencie wejścia w życie taryfy nr 10 nie zmieniły się), skutek w płatnościach jakimi zostali obciążeni odbiorcy był niższy i wyniósł 2,71% dla odbiorców gazu wysokometanowego, 2,91% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i 2,87% dla odbiorców gazu zaazotowanego 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 przyznanych praw, 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 dziesięcioleciu.

Rysunek 30. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)

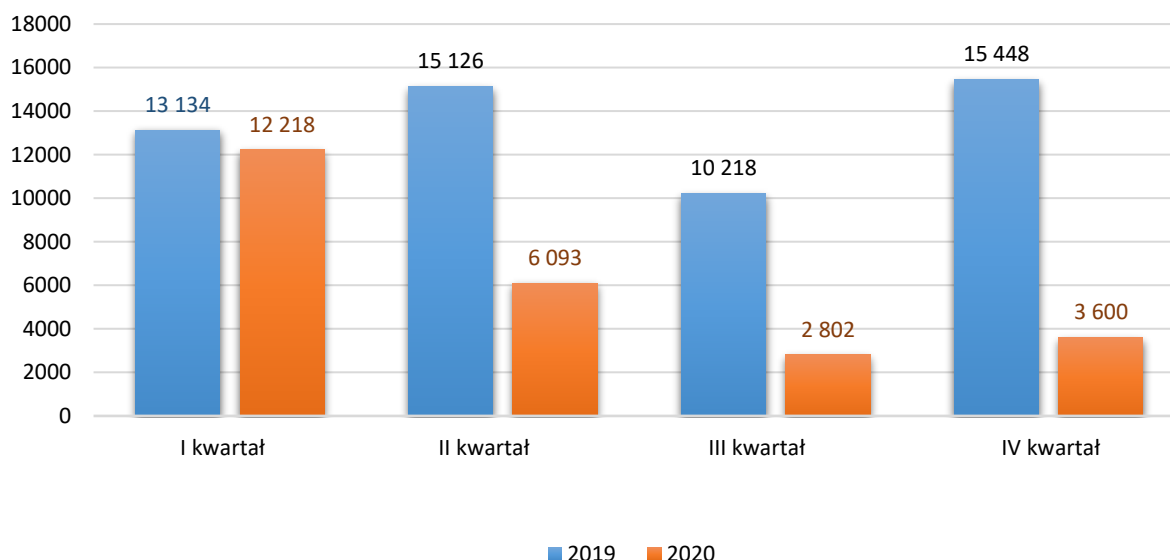


Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W latach 2011-2020 odnotowywany jest stały przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy. Na koniec 2020 r. liczba zmian sprzedawcy wyniosła 268 956. Stosunkowo niewielki przyrost tej liczby w porównaniu do przyrostów obserwowanych w poprzednich latach przynajmniej w części przypisać można sytuacji epidemii COVID-19, która istotnie ograniczyła kanały dotarcia sprzedawców do potencjalnych odbiorców. Ponadto, w latach 2018-2020 kilku sprzedawców paliw gazowych zaprzestało działalności.

Większość przypadków zmiany sprzedawcy w 2020 r. (blisko 50%) odnotowana została w pierwszym kwartale i stanowiła realizację umów zawartych jeszcze w 2019 r., a więc przed wybuchem epidemii. Zjawisko to dobrze ilustrują dane przedstawione na poniższym rysunku.

Rysunek 31. Liczba zmian sprzedawcy gazu wg liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartału do kwartału w latach 2019-2020



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Porównanie liczby zmian sprzedawcy (wg liczby odbiorców) w I kwartale 2020 r. (12 218 odbiorców) i 2019 r. (13 134 odbiorców) nie wykazuje znacznego odchylenia (spadek o 7%), ale już porównanie rok do roku wartości za trzeci kwartał wykazuje spadek o 72,5%, a za czwarty kwartał przekracza nawet 76,6%.

Pomimo bardzo wysokiego stopnia monopolizacji rynku gazu oraz związanych z epidemią COVID-19 trudnych warunków akwizycji, w 2020 r. sprzedawcę gazu zmieniło 24 713 odbiorców gazu ziemnego (30 915 układów pomiarowych), co stanowi 0,38% ogółu odbiorców. Porównanie udziału odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2020 r. do wartości za rok poprzedni (0,79%), wskazuje na spadek tego udziału o nieco ponad 50%.

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. Oba podmioty wchodzące w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A., opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych oraz przedstawiły sprawozdania w wymaganym terminie. Z treści sprawozdań wynika, że znaczenie Programu Zgodności oraz rola oraz Inspektora ds. zgodności rośnie z roku na rok.

W ramach realizacji zadań Inspektorzy ds. zgodności podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz zajmowali się wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektor ds. zgodności opiniował projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracował z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych.

W 2020 r. Program Zgodności operatora systemu magazynowego został zmieniony i dostosowany do Wytycznych Prezesa URE opublikowanych w 2019 r. Wskutek wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programu Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. W roku sprawozdawczym, z uwagi na szczególnie skomplikowany charakter postępowania, nie zakończyło się postępowanie dotyczące zmian w Programie Zgodności PSG Sp. z o.o.

W 2020 r. skierowane zostało do Prezesa URE pytanie o interpretację przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących niezależności OSD i Programów Zgodności, w związku z planowanym

działaniem GK PGNiG. Po analizie okoliczności towarzyszących planom OSD Prezes URE odstąpił od zgłaszania zastrzeżeń w tym zakresie.

W 2020 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdziły przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły skargi dotyczące niestosowania 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 12 największych OSD w Polsce, w 2020 r. wstrzymano dostawy dostaw gazu w 51 551 przypadkach, z czego 98,7% dotyczyło odbiorców w grupach taryfowych W 1-4 (gospodarstwa domowe). W grupach taryfowych W 1-4, z ogólnej liczby 43 291 przypadków, 7 585 spowodowane było zaległościami płatniczymi, w grupie taryfowej W-5 liczby te wyniosły odpowiednio 630 i 45. Nie odnotowano wstrzymania dostaw w pozostałych grupach taryfowych.

Zaległości płatnicze były przyczyną 18% przypadków wstrzymania dostaw gazu do odbiorców z grupy gospodarstw domowych, pod gdy dla całej zbiorowości odbiorców odsetek ten wyniósł 14,8% – wartości te można ocenić jako zbliżone.

Liczba przypadków wstrzymania dostaw gazu w 2020 r., w porównaniu z poprzednim rokiem, zmniejszyła się o 47,8% a odsetek wstrzymań dostaw z powodu zaległości płatniczych zmalał o 73,8%. Te znaczące spadki uzasadnione są wystąpieniem w 2020 r. epidemii covid-19, w tym ze związaną z nią zamianą przepisów dotyczących wstrzymania dostaw (czasowy zakaz).

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 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej⁹⁹⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska¹⁰⁰⁾, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, w 2020 r. był minister właściwy do spraw energii. Kompetencje te realizował w 2020 r. Minister Aktywów Państwowych, a następnie, w związku ze zmianami ww. przepisów kompetencyjnych, Minister Klimatu i Środowiska.

Obejmowały one zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938¹⁰¹⁾, 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

⁹⁹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

¹⁰⁰⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

¹⁰¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280).

tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

Prowadzone w 2020 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 2020 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 2020 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2019 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 27 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2021 r. natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2020 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2020 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2021 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**

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 tej ustawy, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego). Ich opracowanie jest jednym ze środków przewidzianych na okoliczności kryzysowe związane w szczególności z powstaniem niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym oraz wystąpienia skrajnie niskich temperatur zewnętrznych w okresie największego zapotrzebowania na gaz ziemny w systemie gazowym. Zgodnie z § 2 ograniczenia należy wprowadzać w taki sposób, aby następowało to po wyczerpaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego wszelkich dostępnych środków, służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na gaz ziemny, mających na celu przywrócenie stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części – przy dołożeniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych jego dostaw z dostępnych źródeł. Ograniczenia te nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych oraz zakłóceń w funkcjonowaniu instytucji, przedsiębiorców i obiektów w zakresie wykonywania zadań, związanych z:

- a) bezpieczeństwem lub obronnością państwa,
- b) opieką zdrowotną,

- c) edukacją,
- d) wytwarzaniem i dostarczaniem energii elektrycznej i ciepła do odbiorców w gospodarstwach domowych,
- e) ochroną środowiska.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części. Minister Klimatu i Środowiska sporządza wniosek z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, o którym mowa w art. 53 ustawy.

Do URE wpłynęło, od obowiązyanych do tego operatorów, łącznie 47 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2020/2021, z czego 46 wniosków w 2020 r., natomiast 1 wniosek już w 2021 r. Na zmniejszenie liczby wniosków miał wpływ proces łączenia się OSD.

W 2020 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Na uwagę zasługuje ponadto fakt, że w 2020 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska były prowadzone prace w kierunku zmiany rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. W pracach tych brali udział przedstawiciele Prezesa URE. Głównym celem tych prac było zaktualizowanie istniejących przepisów rozporządzenia i dostosowanie ich do przepisów UE, w szczególności zapewnienie pełnej spójności z rozporządzeniem 2017/1938. Rozporządzenie wprowadziło zamknięty katalog podmiotów chronionych poprzez enumeratywne wylistowanie rodzajów takich podmiotów, obejmujących gospodarstwa domowe oraz podmioty świadczące podstawowe usługi społeczne w rozumieniu Rozporządzenia UE. W odniesieniu do 6 rodzajów podmiotów chronionych, poza kryterium rodzaju działalności wskazano również graniczną wielkość mocy umownej, na poziomie 710 kWh/h (tj. zgodnie z wcześniejszą notyfikacją do Komisji). Ponadto usprawniono procedury dotyczące opracowywania planów wprowadzania ograniczeń. Nowe zasady będą miały zastosowanie w odniesieniu do planów opracowywanych i zatwierdzanych w kolejnym sezonie tj. począwszy od 2021 r. Poprawiają one oddziaływanie dostępnych środków przewidzianych na poziomie krajowym na okoliczność wystąpienia sytuacji kryzysowych.

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

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych. W nawiązaniu do powyższego plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju w 2020 r. uwidocznilo dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma tu realizacja projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). Ponadto w 2020 r. operator systemu przesyłowego kontynuował działania w zakresie innych połączeń transgranicznych, mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego, co bezpośrednio wpływa na podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Kontynuowane są także prace związane z projektami międzysystemowych połączeń transgranicznych Polska-Słowacja oraz Polska-Litwa.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 4.1.2.

- **utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego. Opisując zagadnienia związane z utrzymaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2020 r. można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

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

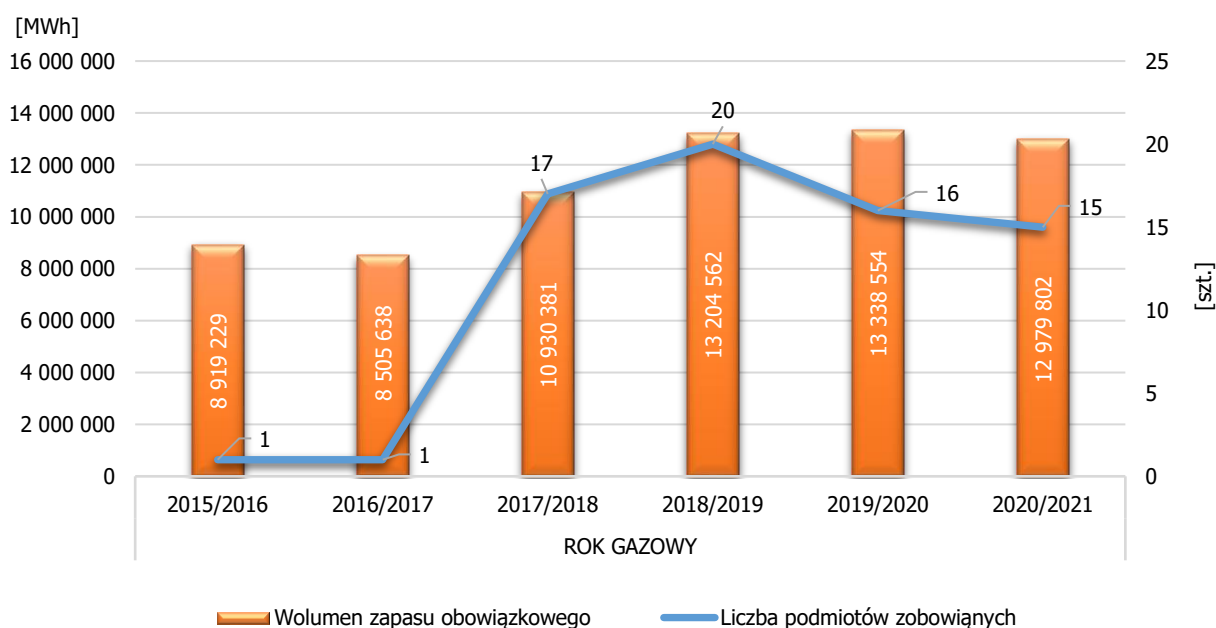
- a) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”.

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

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

W 2020 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2020 r. i od 1 października 2020 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2019 r. (16 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2019 r. vs 15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2020 r.). W 2020 r. nie wystąpiły przesłanki do uruchomienia zapasów obowiązkowych i zapasy obowiązkowe nie były uruchamiane.

Rysunek 32. Ilości ustalonych zapasów obowiązkowych w latach 2015-2021



Źródło: Opracowanie własne URE.

- **agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W latach 2019-2020 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach. Odnotowano jednak przypadki w których zakres przedstawionej dokumentacji przedsiębiorstwa nie pozwolił operatorowi na dokonanie pozytywnej weryfikacji technicznej możliwości dostarczenia zapasu obowiązkowego gazu do krajowego systemu gazowego. W przypadkach tych prowadzono dodatkowe postępowania wyjaśniające.

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

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

W 2020 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach, ze względu na brak konieczności uruchomienia zapasów obowiązkowych.

5. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK¹⁰²⁾

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

W 2020 r. Prezes UOKiK przeprowadził 7 postępowań antymonopolowych w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej. W 6 sprawach wydana została zgoda w oparciu o art. 18 ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁰³⁾. Uznano bowiem, że w ich wyniku nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Były to postępowania zakończone wydaniem następujących decyzji:

1. Decyzja DKK-24/2020 z 17.01.2020 dotycząca utworzenia przez Equinor ASA z siedzibą w Stavanger, Norwegia, oraz LLC RN-Vankor z siedzibą w Krasnojarsku, Rosja, wspólnego przedsiębiorcy, na zasadach określonych we wniosku. Zgłaszana koncentracja ma polegać na utworzeniu przez Equinor ASA z siedzibą w Stavanger, Norwegia, i LLC RN-Vankor, z siedzibą w Krasnojarsku, Rosja, wspólnego przedsiębiorcy pod firmą Krasnoyarsk Geological Research Centre LLC.

¹⁰²⁾ Na podstawie informacji przekazanych przez Prezesa UOKiK.

¹⁰³⁾ T.j.: Dz. U. z 2021 r. poz. 275 ze zm.; dalej: „uokik lub „ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów”.

Equinor ASA jest spółką dominującą Grupy Equinor – międzynarodowej grupy prowadzącej działalność głównie w zakresie poszukiwania złóż, zagospodarowania, produkcji, wprowadzania do obrotu i przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie energii odnawialnej. LLC RN-Vankor należy do Grupy Rosneft, która prowadzi działalność w zakresie poszukiwania złóż, zagospodarowania, produkcji i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego oraz rafinacji i wprowadzania do obrotu produktów naftowych i petrochemicznych.

Działalność Wspólnego Przedsiębiorcy ma polegać na poszukiwaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w ograniczonej liczbie obszarów na Syberii Wschodniej, a jeśli poszukiwania te zakończą się sukcesem, może również obejmować projektowanie i budowę instalacji produkcyjnych oraz infrastruktury do produkcji ropy naftowej i gazu oraz eksploatację takich instalacji produkcyjnych i infrastruktury.

2. Decyzja DKK-36/2020 z 28.01.2020 dotycząca utworzenia przez Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. z siedzibą w Jokohamie (Japonia) oraz ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu wspólnego przedsiębiorcy, na zasadach wskazanych we wniosku. Zgłaszana koncentracja będzie polegać na utworzeniu wspólnego przedsiębiorcy przez Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. z siedzibą w Jokohamie, Japonia, i ENEA Spółka Akcyjna z siedzibą w Poznaniu, Polska.

Działalność gospodarcza wspólnego przedsiębiorcy może obejmować rozwój, konstrukcje i eksploatację elektrowni w Polsce opartej na technologii bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym obiegiem gazyfikacji węgla (ang. Integrated Coal Gasification Combined Cycle technology).

Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. należy do grupy kapitałowej ostatecznie kontrolowanej przez Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. z siedzibą w Tokio, Japonia, która jest międzynarodowym dostawcą ciężkich maszyn przemysłowych. Grupa ta prowadzi działalność produkcyjną w obszarze przemysłu stoczniowego i morskiego, urządzeń energetycznych, urządzeń energii jądrowej, sprężarek, turbin, maszyn i stali.

ENEA S.A. jest spółką dominującą polskiej grupy kapitałowej, która jest zaangażowana w produkcję, obrót i dystrybucję energii elektrycznej, a także wydobywanie węgla kamiennego. ENEA S.A. jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

3. Decyzja DKK-83/2020 z 26.03.2020 dotycząca przejęcia przez Equitix Holdings Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania, kontroli nad Poland Bidco 1 Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania, która będzie sprawowana wspólnie z Equitix 15 z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania oraz kontroli nad Kieselice Wind Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania. W ramach planowanej koncentracji Equitix Holdings Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania (Equitix) zamierza przejąć (za pośrednictwem funduszy zarządzanych przez jej spółkę zależną, Equitix Investment Management Limited) kontrolę nad (i) Poland Bidco 1 Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania (Poland BidCo) i jej spółką zależną Zajączkowo Windfarm sp. z o.o., z siedzibą w Kobylnicy (Zajączkowo Windfarm) oraz (ii) Kieselice Wind Limited z siedzibą w Londynie, Wielka Brytania (Kieselice Wind) i jej spółkami zależnymi Eolica Kieselice sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (Eolica Kieselice) i Management Kieselice sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (Management Kieselice).

Equitix jest spółką holdingową, ostatecznie należącą do Tetragon Financial Group Limited (Tetragon). Tetragon inwestuje w szeroki zakres aktywów, w tym kredyty bankowe, nieruchomości, akcje, pożyczki, obligacje zamienne, private equity, nieruchomości.

Poland BidCo i Kieselice Wind nie prowadzą działalności innej niż działalność spółek holdingowych, polegającej na posiadaniu udziałów w spółkach. Eolica Kieselice posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową Kieselice znajdującą się w Kieselicach. Management Kieselice dzierżawi nieruchomość, na której znajduje się farma wiatrowa Kieselice, na rzecz Eolica Kieselice. Zajączkowo Windfarm posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową Zajączkowo znajdującą się w Kobylnicy.

4. Decyzja DKK-180/2020 z 8.10.2020 dotycząca utworzenia przez Central European Gas Hub AG z siedzibą w Wiedniu, Austria oraz Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. z siedzibą w Medias, Rumunia wspólnego przedsiębiorcy z siedzibą w Rumunii, na zasadach określonych we wniosku. Zamiar koncentracji polega na utworzeniu wspólnego przedsiębiorcy przez:
 - 1) Central European Gas Hub AG, Wiedeń, Austria („CEGH”)
 - 2) Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A., Sibiu, Rumunia („Transgaz”).Central European Gas Hub AG należy do Grupy OMV zajmującej się poszukiwaniem, wydobywaniem i przetwórstwem ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Central European Gas Hub AG jest operatorem hubu gazowego CEGH oraz wirtualnej platformy handlowej.

Transgaz jest technicznym operatorem rumuńskiego krajowego systemu przesyłu gazu i jest odpowiedzialne za jego działalność. Spółka jest kontrolowana przez rząd Rumunii.

Wspólny przedsiębiorca będzie aktywny w sektorze gazu w Rumunii.

5. Decyzja DKK-213/2020 z 16.11.2020 dotycząca utworzenia przez Veolia Umweltservice GmbH z siedzibą w Hamburgu, Niemcy oraz Lausitz Energie Bergbau AG z siedzibą w Cottbus, Niemcy, dwóch wspólnych przedsiębiorców pod nazwami: EVA Jänschwalde GmbH & Co. KG z siedzibą w Peitz, Niemcy oraz EVA Verwaltungs GmbH z siedzibą w Peitz, Niemcy, na zasadach określonych we wniosku.

Zgłaszana koncentracja polega na utworzeniu przez Veolia Umweltservice GmbH z siedzibą w Hamburgu, Niemcy oraz Lausitz Energie Bergbau AG z siedzibą w Cottbus, Niemcy wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki komandytowej prawa niemieckiego pod firmą EVA Jänschwalde GmbH & Co. KG z siedzibą w Peitz, Niemcy oraz jej komplementariusza – EVA Verwaltungs GmbH. Powyższe stanowi formę koncentracji określoną w art. 13 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2019 r., poz. 369, 1571, 1667). Grupa Veolia jest światową marką i liderem na rynku zarządzania odpadami, energią oraz systemami wodnymi. W Polsce Veolia prowadzi działalność gospodarczą od ponad 20 lat jako partner miast i przemysłu. Działalność w 144 miastach w Polsce sprowadza się do świadczenia usług w zakresie zarządzania energią, zarządzania gospodarką wodno-ściekową i odpadową. Po nadto, spółki z Grupy Veolia w Polsce zajmują się dostawą ciepła systemowego. Grupa LEAG jest jedną z największych grup podmiotów branży energetycznej we wschodnich Niemczech. Zasadniczo, spółki z Grupy LEAG zajmują się wydobywaniem i rafinacją węgla brunatnego (pył i brykiet), a także produkcją energii elektrycznej (również z odpadów w procesie współspalania). Grupa opiera swoją działalność na trzech filarach: wydobywanie węgla brunatnego, prowadzenie elektrowni a także uszlachetnianie wydobywanego surowca (tzw. proces rafinacji). Grupa LEAG zajmuje się wydobywaniem węgla brunatnego w czterech kopalniach odkrywkowych znajdujących się w rejonie Łużyc, który następnie jest uszlachetniany i sprzedawany. Sprzedaż odłamków (brykietów) węgla brunatnego oraz pyłu z węgla brunatnego odbywa się również w Polsce, bezpośrednio do klientów przemysłowych oraz do firm specjalizujących się w handlu węglem brunatnym.

6. Decyzja DKK-234/2020 z 21.12.2020 dotycząca utworzenia przez Chubu Electric Power Co., Inc. z siedzibą w Nagoi, Japonia oraz Marubeni Corporation z siedzibą w Tokio, Japonia, wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Geothermie Rupertiwinkel GmbH z siedzibą w Monachium, Niemcy, na zasadach określonych we wniosku.

Zgłaszana koncentracja polega na utworzeniu wspólnego przedsiębiorcy przez Chubu Electric Power Co., Inc. z siedzibą w Higashi-Ku, Nagoya, Japonia („Chubu”) oraz Marubeni Corporation z siedzibą w Tokio, Japonia („Marubeni”) na podstawie spółki zależnej Marubeni, Geothermie Rupertiwinkel GmbH („GR”), na zasadach wskazanych w zgłoszeniu zamiaru koncentracji. Chubu to multienergetyczna grupa z siedzibą w regionie Chubu w Japonii, prowadząca działalność związaną z przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi i przedsiębiorstwami powiązаныmi, pośrednictwem w dostawach gazu i magazynowaniu ciepła, lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, zagranicznym doradztwem i inwestycjami, usługami zarządzania nieruchomościami i usługami IT. Marubeni jest japońskim dostawcą hurtowym licznych towarów przemysłowych i konsumenckich – w szczególności żywności i produktów konsumenckich, produktów chemicznych i leśnych, energii i metali, projektów i instalacji energetycznych, maszyn transportowych i przemysłowych. GR to spółka projektowa, która zbuduje i będzie obsługiwać elektrownię geotermalną w Bawarii w Niemczech.

Jedna decyzja dotyczyła niezgłoszenia zamiaru koncentracji Prezesowi UOKiK. Była to Decyzja DKK-178/2020 z 6.10.2020 dotycząca:

I. nałożenia na:

- PJSC Gazprom z siedzibą w Moskwie, Federacja Rosyjska, karę pieniężną w wysokości 29 075 726 808 złotych (słownie: dwadzieścia dziewięć miliardów siedemdziesiąt pięć milionów siedemset dwadzieścia sześć tysięcy osiemset osiem złotych),
- Uniper Gas Transportation & Finance B.V. z siedzibą w Rotterdamie, Holandia, karę pieniężną w wysokości 29 913 407 złotych (słownie: dwadzieścia dziewięć milionów dziewięćset trzydzieści tysięcy czterysta siedem złotych),
- Engie Energy Management Holding Switzerland AG z siedzibą w Zug, Szwajcaria, karę pieniężną w wysokości 55 513 793 złotych (słownie: pięćdziesiąt pięć milionów pięćset trzydzieści siedemset dziewięćdziesiąt trzy złote),
- OMV Gas Marketing Trading & Finance B.V. z siedzibą w Amstelveen, Holandia, karę pieniężną w wysokości 87 748 906 złotych (słownie: osiemdziesiąt siedem milionów siedemset czterdzieści osiem tysięcy dziewięćset sześć złotych),

- Shell Exploration and Production (LXXI) B.V. z siedzibą w Hadze, Holandia karę pieniężną w wysokości 30 220 135 złotych (słownie: trzydzieści milionów dwieście dwadzieścia tysięcy sto trzydzieści pięć złotych) oraz
- Wintershall Dea Nederland Transport and Trading B.V. z siedzibą w Rijswijk, Holandia, karę pieniężną w wysokości 30 785 804 złotych (słownie: trzydzieści milionów siedemset osiemdziesiąt pięć tysięcy osiemset cztery złote)

z tytułu dokonania przez ww. przedsiębiorców koncentracji polegającej na utworzeniu wspólnego przedsiębiorcy (odpowiedzialnego za budowę i eksploatację gazociągu Nord Stream 2) bez uzyskania zgody Prezesa UOKiK, tj. z naruszeniem obowiązku, o którym mowa w art. 13 ust. 1 w związku z art. 13 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów;

II. nakazania:

- PJSC Gazprom z siedzibą w Moskwie, Federacja Rosyjska,
- Uniper Gas Transportation & Finance B.V. z siedzibą w Rotterdamie, Holandia,
- Engie Energy Management Holding Switzerland AG z siedzibą w Zug, Szwajcaria,
- OMV Gas Marketing Trading & Finance B.V. z siedzibą w Amstelveen, Holandia,
- Shell Exploration and Production (LXXI) B.V. z siedzibą w Hadze, Holandia oraz
- Wintershall Dea Nederland Transport and Trading B.V. z siedzibą w Rijswijk, Holandia

rozwiązanie zawartych przez ww. podmioty umów związanych z finansowaniem budowy gazociągu Nord Stream 2 w terminie 30 dni od otrzymania decyzji.

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

W 2020 r. Prezes UOKiK prowadził następujące postępowania administracyjne w sprawach praktyk ograniczających konkurencję:

- 1) postępowanie wyjaśniające (wszczęte w 2015 r.), mające na celu wstępne ustalenie, czy zachowania przedsiębiorców w zakresie sprzedaży paliwa gazowego, mogą stanowić naruszenie reguł konkurencji uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym ustalenie, czy sprawa ma charakter antymonopolowy (sygn. akt DOK-1.400.1/15),
- 2) postępowanie wyjaśniające (wszczęte w 2018 r.), mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z działaniami przedsiębiorców w zakresie usług magazynowania gazu ziemnego oraz usługi zlecenia na podstawie umowy, wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych mogło dojść do naruszenia reguł konkurencji, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym ustalenie, czy sprawa ma charakter antymonopolowy (sygn. akt. DOK-3.400.3/18),
- 3) postępowanie wyjaśniające (wszczęte w 2019 r.), w przedmiocie ustalenia, czy działania podejmowane przez przedsiębiorcę Energa-Operator Spółka Akcyjna z siedzibą w Gdańsku przy stosowaniu procedur związanych z usunięciem kolizji w rozumieniu art. 32, ustawy z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (t.j. Dz. U. z 2018 r. poz. 2068 ze zm.), w ramach przeprowadzanych przez inne podmioty inwestycji drogowych, stanowią naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy oraz czy działania Spółki wypełniają przesłanki nadużywania pozycji na dominującej (RGD- 400.6.2019/PAF),
- 4) postępowanie wyjaśniające (wszczęte w 2019 r.), 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),
- 5) postępowanie wyjaśniające (wszczęte w 2020 r.), mające na celu wstępne ustalenie, czy na skutek działań 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 (RBG.400.1.2020.PD).

III. Inne zachowania przedsiębiorstw energetycznych, które mogą naruszać zasady konkurencji, zaobserwowane przez UOKiK

W 2020 r. sygnały otrzymywane przez Prezesa UOKiK nie dały podstaw do podjęcia działań (w szczególności prowadzenia postępowań wyjaśniających lub antymonopolowych) innych niż wskazane w pkt I-II. 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.

IV. Środki wdrożone w celu promowania transparentności rynku, tj. działań zmierzających do zapewnienia odbiorcom stosownych informacji rynkowych

Należy wskazać, że uwolnienie rynku energii elektrycznej, w wyniku którego konsumenci uzyskali możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, przyczyniło się do rozpoczęcia przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną walki konkurencyjnej o klienta. Powyższe doprowadziło do sytuacji, w której przedsiębiorcy energetyczni zaczęli wykorzystywać całkiem nowe kanały dystrybucji swojej oferty wśród konsumentów. W panujących warunkach konkurencji, większość przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną, celem dotarcia do jak największej liczby odbiorców wprowadziła m. in. model sprzedaży poza lokalem przedsiębiorstwa, tj. w domach konsumentów (door-to-door). Analiza sygnałów płynących z rynku wskazała, że rywalizacja na rynku sprzedaży energii elektrycznej doprowadziła do zintensyfikowania nieuczciwych zachowań wobec konsumentów.

Na podstawie zgromadzonych informacji na temat nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną – napływających do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów sygnałów dotyczących nieprawidłowości w procesie zawierania z konsumentami umów sprzedaży energii elektrycznej – (m.in. dotyczących wprowadzania w błąd co do tożsamości przedsiębiorcy, poprzez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, wprowadzania w błąd co do rzekomej korzyści cenowej wynikającej z zawarcia umowy z nowym sprzedawcą, czy niedostarczania odbiorcy egzemplarza zawartej przez niego umowy sprzedaży energii elektrycznej), Prezes UOKiK w 2020 r. podejmował liczne działania w ramach przysługujących kompetencji, tj. wszczynał postępowania wyjaśniające, postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone, kierował do przedsiębiorców wystąpienia na podstawie art. 49a uokik, a także wydawał decyzje, o których mowa w art. 23b, art. 26, art. 27 i art. 28 uokik.

W 2020 r. Prezes UOKiK prowadził postępowania klauzulowe (o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone) przeciwko Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie i Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach.

W 2020 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające dotyczące podejrzenia naruszenia zbiorowych interesów konsumentów przez ENEA S.A. poprzez korektę wsteczną rachunków za zużycie energii elektrycznej i usługi dystrybucji.

Ponadto, w 2020 r. Biuro Prasowe UOKiK przygotowało komunikaty prasowe, w których UOKiK przestrzegał konsumentów m.in. przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców energii elektrycznej, a także informował o przysługujących im uprawnieniach w związku z naruszeniem ich prawnie chronionych interesów, w tym m. in.:

- Komunikat z 4 marca 2020 r. „Oszustwa sprzedawców energii - decyzja Prezesa UOKiK” – informujący o wydaniu decyzji Prezesa UOKiK stwierdzającej naruszenie zbiorowych interesów konsumentów przez Proton Polska Energia Sp. z o.o.;
- Komunikat z 13 maja 2020 r. „Sprzedawcy prądu i gazu – postępowanie Prezesa UOKiK” – informujący o wszczęciu przez Prezesa UOKiK postępowania wyjaśniającego wobec Enrex Energy Sp. z o.o.;
- Komunikat z 26 czerwca 2020 r. „Polski Prąd i Gaz ma zwrócić opłaty za rozwiązanie umów – decyzja Prezesa UOKiK” – informujący o wydaniu decyzji Prezesa UOKiK uznającej za niedozwolone 47 postanowień wzorców umów stosowanych przez Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o.

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

Oprócz wyżej wymienionych, w 2020 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym.

VI. Podjęte działania mające na celu dekoncentrację rynku

W 2020 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań mających na celu dekoncentrację rynku.