



Raport: „Kompendium wiedzy o usługach elastyczności”

Autorzy:

Zespół projektowy Narodowego Centrum Badań Jądrowych działający w ramach projektu współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków – GOSPOSTRATEG” – umowa nr Gospostateg1/385085/21/NCBR/19 – „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER”

oraz

Zespół projektowy TAURON Dystrybucja S.A. w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R.

Wersja 1.0

Data i miejsce opracowania: 23.12.2021 r., Kraków.



Spis treści

Preambuła	4
Spis skrótów	5
1. Analiza regulacji.....	6
1.1 Regulacje europejskie: cele i główne kierunki działań	6
1.2 Przegląd regulacji europejskich	8
1.3 Regulacje w Polsce	10
1.3.1 Obowiązujące przepisy prawne.....	10
1.3.2 Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne i ustawy OZE (UC74)	10
2. Przegląd rozwiązań zagranicznych	13
2.1 Wybrane przykłady wdrożenia w krajach UE i UK.....	13
2.1.1 Piaskownice regulacyjne OFGEM.....	13
2.1.2 Transparentne plany rozwoju sieci	14
Niemcy.....	14
Norwegia	14
Portugalia.....	15
Polska	16
2.2 Przykłady wykorzystania elastyczności u OSD w Europie.....	17
2.2.1 Wprowadzenie	17
2.2.2 Kategorie platform elastyczności	20
2.2.3 Grid Operators Platform for Congestion Solutions – GOPACS	22
2.2.4 The crowd balancing platform.....	22
2.2.5 InterrFace Interoperable pan-European Grid Service Architecture (IEGSA).....	22
2.2.6 Platforma DA/RE	23
2.2.7 Piclo Flex.....	23
2.2.8 NODES-NorFlex.....	24
2.2.9 NODES-IntraFlex	24
2.2.10 ESIOS-CECRE-COORDINET	25
2.2.11 Pilotaż Your Energy Moment (2012-2015), Holandia	25
2.2.12 Pilotaż CoordiNet w Uppsala.....	27
2.2.13 Western Power Distribution (Flexible Power)	29
3. Market design rynków elastyczności	32
3.1 Platforma FlexOn	32
3.2 Rodzaje usług elastyczności	34
3.2.1 Główne cechy	34
3.2.2 Metoda wyznaczania Bazowego Poziomu Mocy	35
3.2.3 Katalog usług elastyczności: platforma FlexOn	35
3.3 Charakterystyka uczestników rynku usług elastyczności	36
3.3.1 Procedura certyfikacji usługodawców na przykładzie platformy FlexOn	36
3.4 Rodzaje platform ofertowych i mechanizmy rynkowe	41
3.4.1 Przegląd wybranych modeli rynkowych.....	41
3.4.2 Platforma FlexOn: aukcje	43
3.4.3 Metoda doboru ofert.....	44
3.5 Sposoby kontraktowania usług i rozliczeń.....	47
3.5.1 Wynagrodzenie za aktywację usługi w oknie aktywacji	47

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

3.5.2	Wynagrodzenie za gotowość do świadczenia usługi	49
3.5.3	Raport zdarzeń	50
3.5.4	Analiza ekonomiczna dla alternatywnych strategii Congestion Management	51
4.	Bibliografia.....	53
Załącznik 1: Wybrane regulacje UE istotne z punktu widzenia OSD i usług elastyczności		
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.....	54
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wybrane artykuły).....	57
	DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych	61
	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	62
	Inne wybrane akty prawne nie wchodzące bezpośrednio w CEP	68
Załącznik 2: Ustawa prawo energetyczne (wybrane przepisy)		
	Standardy Wymiany Informacji	71
	Projekt rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego	71
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne i ustawy OZE (UC74) – wybrane przepisy.....	72

Preambuła

Raport „Kompendium wiedzy o usługach elastyczności” został opracowany w ramach realizacji projektu badawczo rozwojowego „Elastyczna Dystrybucja B+R” oraz stanowi produkt cząstkowy tego projektu.

Raport został wykonany w okresie: 01.06.2021–23.12.2021 r. Mając na uwadze m.in. planowane aktualizacje legislacji krajowych oraz stale prowadzony monitoring rynków zagranicznych i krajowych zakłada się możliwość aktualizacji raportu.

Raport powstał w ramach współpracy zespołów projektowych:

- a) Interdyscyplinarnego Zakładu Analiz Energetycznych (IDEA) działającego przy Narodowym Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) w składzie:
- Ryszard Cetnarski,
 - Wojciech Jaworski,
 - Grzegorz Plewa,
 - Tomasz Chmiel,
 - Sławomir Walkowiak,

realizującym swoje zadania w ramach projektu współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG / umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19.

- b) Tauron Dystrybucja S.A. (TD) w składzie:

Kierownik projektu	Marek Rafalski
Wsparcie Projektu	Rafał Szewczyk
Ekspert ds. Ruchu Sieci	Konrad Rams
Ekspert ds. Ruchu Sieci	Rafał Wojtasik
Ekspert ds. Ruchu Sieci	Krzysztof Zabroń
Ekspert ds. Utrzymania i Rozwoju systemów ZMS	Daniel Nowak
Ekspert ds. Rozwoju sieci	Sławomir Bogucki
Ekspert ds. Pomiarów	Piotr Kozerski
Ekspert ds. IT	Tomasz Jóskow

- c) Wsparcie zespołu TAURON Dystrybucja ze strony TAURON Obsługa Klienta w składzie:

Architekt	Tymoteusz Szczygieł
Ekspert ds. CBP	Krzysztof Migdał

Współpraca IDEA/NCBJ oraz TD odbywa się na mocy umowy o współpracy o znaku: UB/TD-CEN/03535/2021.

Raport: „Kompendium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

Spis skrótów

- API – z ang. *application programming interface*, interfejs programistyczny aplikacji
- AS – z ang. *auxiliary services*, usługi pomocnicze
- CAF – z ang. *cost apportionment factor*, współczynnik podziału kosztów
- CSIRE – Centralny System Informacji Rynku Energii
- CEP – z ang. *Clean energy for all Europeans package*, pakiet strategiczny Unii Europejskiej w sprawie strategii rozwoju mającej na celu m.in. zwiększony udział źródeł OZE
- CF – z ang. *capacity factors*, współczynnik wykorzystania mocy
- CMZ – z ang. *congestion management zone*, patrz OZO
- DER – z ang. *distributed energy resources*, lokalne, niewielkie źródła energii zlokalizowane w pobliżu miejsc zapotrzebowania
- DGEG – z port. *Direção-Geral de Energia e Geologia*, Generalna Dyrekcja Energetyki i Geologii w Portugalii
- DSR – z ang. *demand side response*, określenie dotyczące usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora
- DUE – Dostawca Usługi Elastyczności
- ENTSO-E – z ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych
- EnWG – z niem. *Energiewirtschaftsgesetz*, ustawa energetyczna
- ENWL z ang. *Electricity North West*, OSD w Wielkiej Brytanii
- ERSE – z port. *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*, regulator w Portugalii
- FSP – z ang. *Flexibility Service Provider*, agregatorzy, dostawcy energii lub firmy technologiczne, dostarczające usługi elastyczności
- IT – z ang. *information technology*, technologia informacyjna
- MZ – moc zadeklarowana
- NDP – z ang. *network development plan*, plan rozwoju sieci
- OFGEM – z ang. *Office of the Gas and Electricity Markets*, regulator w Wielkiej Brytanii
- OIRE – Operator Informacji Rynku Energii
- OSD/OSP – Operator Systemu Dystrybucyjnego/Przesyłowego
- OZO – obszar zarządzania ograniczeniami
- OZE – odnawialne źródła energii
- PA – poziom aktywacji
- PCT – procedura certyfikacji technicznej
- PDE – punkt dostarczania elastyczności
- PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- PTPIREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
- REE – z hiszp. *Red Electrica Espana*, OSP w Hiszpanii
- SPEN – z ang. *SP Energy Networks*, OSD w Wielkiej Brytanii
- SSE – z ang. *Scottish and Southern Electricity Networks*, OSD w Wielkiej Brytanii
- UE – Unia Europejska
- UK – z ang. *United Kingdom*, Wielka Brytania
- UKPN – z ang. *UK Power Networks*, OSD w Wielkiej Brytanii
- URE – Urząd Regulacji Energetyki
- WPD z ang. *Western Power Distribution*, OSD w Wielkiej Brytanii
- YAM z ang. *Your Energy Moment*, program pilotażowy w Holandii

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

1. Analiza regulacji

1.1 Regulacje europejskie: cele i główne kierunki działań

Kierunek transformacji sektora energii został określony w pakiecie strategicznym Unii Europejskiej pt. „Clean energy for all Europeans package”¹, w skrócie CEP. Pakiet składa się z 8 nowych aktów prawnych oraz został zatwierdzony przez Parlament Europejski w maju 2019 r. Państwa członkowskie mają od roku do 2 lat na wdrożenia dyrektyw CEP, zatem terminy implementacji rozwiązań do prawa krajowego mijają w 2021 r.

Zadaniem CEP jest realizacja strategicznego celu UE odejścia od gospodarki opartej na paliwach kopalnych, pogłębiającej kryzys klimatyczny. Obecnie UE przygotowuje nowy pakiet regulacyjny pt. „Europejski zielony ład”, który podnosi ambicje i cele gospodarcze CEP, dedykowane ograniczeniu negatywnych skutków zmian klimatycznych. W zrewidowanym planie dyrektywy o promowaniu odnawialnych źródeł energii (RED II)² zakłada się redukcję emisji CO₂ o 55% do 2030 r., w odniesieniu do poziomu z 1990 r. Nowy system energetyczny, oparty w większości o odnawialne źródła energii wymaga innowacyjnych rozwiązań technologicznych i procesowych, umożliwiających bezpieczną pracę takiego systemu. Rozwiązania te polegają na zwiększeniu elastyczności systemowej a jej niezbędnymi warunkami jest większa decentralizacja i cyfryzacja oraz aktywizacja odbiorców i wytwórców energii w ramach nowych mechanizmów rynkowych. Co istotne, operatorzy systemu, zarówno przesyłowego jak i dystrybucyjnego stają się współodpowiedzialni za wdrożenie wspomnianych wyżej rozwiązań. OSP oraz OSD odgrywają istotną rolę w definiowaniu zasad i możliwości dostępu do procesów rynkowych, w szczególności poprzez określanie zapotrzebowania oraz kontraktowanie usług sieciowych i inwestycji sieciowych. Aby osiągnąć zadane cele klimatyczne oraz zrobić to w sposób optymalny kosztowo niezbędne jest zaangażowanie Operatorów w stworzenie rynkowych podstaw do funkcjonowania nowego systemu energetycznego. W szczególności należy zwiększyć konkurencyjność i transparentność procesów definiowania zapotrzebowania i kontraktacji usług sieciowych oraz realizowanych inwestycji sieciowych. Równie istotną rolą OSD i OSP jest odblokowanie potencjału ekonomicznego zasobów rozproszonych poprzez zagwarantowanie prostego i niedyskryminacyjnego dostępu do danych w formacie cyfrowym, w szczególności danych pomiarowych oraz transparentnych procesów rynkowych, w tym długo- i krótkoterminowego zapotrzebowania operatorów na usługi i inwestycje. Regulacje definiujące te wymagania zostały streszczone w niniejszym rozdziale – w sekcji pt. 1.2 Przegląd regulacji europejskich.

Działalność OSD oraz OSP w Polsce regulowana jest przez ustawodawcę oraz Urząd Regulacji Energetyki. Obowiązkiem organów regulacyjnych określonym w CEP jest opracowanie adekwatnych podstaw prawnych pozwalających operatorom systemowym na nowe formy działalności rynkowej. W kontekście działalności OSD CEP sugeruje wprowadzenie w szczególności następujących rozwiązań:

¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.

² https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl#documents.

1. Taryfy dynamiczne dotyczące zarówno opłat za energię jak i za moc, zmienne zależnie od czasu, lokalizacji, kierunku przepływu energii, bieżącej mocy, sumarycznego zużycia i innych czynników. Proponuje się trzy mechanizmy określania zmiennej charakterystyki taryfy:
 - a. Globalne warunki stałe w czasie,
 - b. Globalne taryfy zmienne w czasie, zależne od prognoz,
 - c. Lokalne taryfy zmienne w czasie, zależne od prognoz.
2. Dynamiczne warunki przyłączeniowe – odbiorca lub wytwórca może zawrzeć umowę określającą dostępną moc różną w poszczególnych godzinach lub warunkowaną dynamicznie czynnikami zewnętrznymi.
3. Nowe procesy rynkowe dla usług systemowych (rezerwy mocy, zarządzanie przeciążeniami, redysponowanie parametrami, stabilizacja napięcia i inne).

Ponadto, rekomenduje się rozwój rozwiązań w oparciu o procesy rynkowe (pkt. 3), które uznaje się za najbardziej efektywne. Proponuje się tu, aby opracowane nowe procesy, usługi i produkty rynkowe były implementowane w jednolity sposób na poziomie krajowym. Takie działania pozwolą na uniknięcie dodatkowych kosztów administracyjnych poszczególnych OSD i potencjalnie uproszą sytuację na rynku krajowym. Rekomendacje EURELECTRIC mówią o tym, że w wielu sytuacjach rozwiązania oparte o nowe procesy rynkowe i zasoby elastyczności mogą stanowić trudne w oszacowaniu i potencjalnie kosztowne ryzyko dla OSD. Wskazane jest, aby w takich sytuacjach organy regulacyjne rozważyły wprowadzenie metod kompensacji ryzyka dla OSD (EURELECTRIC, 2020). Natomiast nadrzędnym priorytetem pozostaje efektywność ekonomiczna rozważanych rozwiązań, zarówno krótko- jak i długoterminowa. Zakłada się, że obecna sytuacja ekonomiczna będzie ulegała poprawie wraz z rozwojem sektora usług elastyczności. Istotnym wskazaniem przy projektowaniu nowych taryf, umów i procesów rynkowych jest zachowanie możliwości świadczenia wielu usług systemowych jednocześnie, w ramach zdolności technicznych i ograniczeń rynkowych. Przykładowo, istotnym jest, aby moce oferowane na cele zarządzania ograniczeniami w sieci OSD były również dostępne do świadczenia usługi rezerwy na krajowym rynku bilansującym. Sytuacja ta pozwoli na poprawę sytuacji ekonomicznej strony podaźowej sektora elastyczności poprzez tzw. *value stacking*³.

Ogólny zarys metodologii do szacowania opłacalności zastosowania rozwiązań opartych o elastyczność przez OSD zakłada wykonanie trzech następujących kroków:

1. Oszacowanie zapotrzebowania ze strony OSD – tu ważne jest to, aby OSD w transparentny i zrozumiały sposób określiły swoje krótko- i długoterminowe zapotrzebowanie na usługi i inwestycje sieciowe. Sposobem prezentacji danych dotyczących potrzeb OSD mogą być platformy elastyczności, na których informacje o zapotrzebowaniu na konkretne produkty publikowane są z uwzględnieniem obszarów geograficznych powiązanych z topologią sieciową. Występujące sporadycznie przeciążenia elementów sieciowych mają większy potencjał do rozwiązania przez lokalną elastyczność niż długotrwałe przeciążenia na potencjalnie wysokim poziomie.

³ <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/data-sheets-brochures/energy-storage-value-stacking>.

Raport: „Kompendium wiedzy o usługach elastyczności”

2. W drugim kroku sugeruje się dokonać określenia potencjału lokalnych dostawców elastyczności: aktywnych odbiorców ze zdolnością redukcji zapotrzebowania (usługa DSR), elektrowni wodnych, elektrociepłowni, zakładów termicznej przeróbki odpadów, magazynów energii i innych.
3. W przypadku pozytywnego zweryfikowania adekwatności lokalnych zasobów, trzecim krokiem jest przeprowadzenie procesu rynkowego, np. aukcji a następnie realizacja zamówionej usługi.

Proponuje się również, aby krajowi regulatorzy dopuszczali prowadzenie projektów pilotażowych w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych⁴, o ile regulacje poszczególnych państw dopuszczają taką możliwość⁵. Koszty prowadzenia pilotaży powinny być publicznie dostępne (EURELECTRIC, 2020).

1.2 Przegląd regulacji europejskich

Jak już wspomniano, zasadniczym czynnikiem determinującym zmiany legislacyjne pod kątem wdrożenia usług elastyczności jest pakiet strategiczny CEP. Pakiet ten zawiera zestaw dyrektyw oraz rozporządzeń mających na celu spełnienie założeń pakietu oraz określających ramy wdrożeń konkretnych rozwiązań legislacyjnych. Warto przy tym podkreślić, że rozporządzenia są wiążące i bezpośrednio stosowane we wszystkich krajach członkowskich UE, niezależnie od istniejących bądź planowanych przepisów krajowych. Część wytycznych, takich jak dynamiczne taryfy bądź warunki przyłączeniowe została już omówiona. Poniżej zaprezentowano wybrane aspekty regulacyjne, mające za zadanie realizację wyżej wymienionych celów strategicznych.

Spośród istniejących regulacji warto wymienić trzy: **dyrektywę 2019/944** w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej z dnia 5 czerwca 2019 r. (tzw. dyrektywa rynkowa)⁶, dyrektywę 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. RED II)⁷, oraz rozporządzenie 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁸. Ich bardziej szczegółowy opis, wraz z konkretnymi artykułami został przedstawiony w Załączniku 1: Wybrane regulacje UE istotne z punktu widzenia OSD i usług elastyczności. Poniżej zamieszczono zaś krótki przegląd i omówienie wybranych aspektów dotyczących głównie OSD.

Kluczowymi elementami rozporządzenia **2019/943** jest z jednej strony zdefiniowanie roli konsumentów oraz OSD i OSP. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni finansowo za niezbilansowanie jednak mogą przekazać odpowiedzialność stronom trzecim. Zwiększona rola konsumentów polega na tym, że ci ostatni jako potencjalni

⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/what-regulatory-sandbox>.

⁵ Według stanu prawnego na grudzień 2021 r. ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne nie umożliwia przeprowadzania tego rodzaju działań. Niemniej jednak opublikowany w czerwcu 2021 r. przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska projekt nowelizacji ustawy prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74) zakłada zmiany w tym zakresie.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019L0944>.

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>.

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

dostawcy usług elastyczności mogą być aktywnymi uczestnikami rynku. Oczekiwana jest też zwiększona integracja OZE dzięki usługom elastyczności. Istotny jest przy tym fakt, że integracja ta ma się odbywać na zasadach rynkowych i w ramach współpracy na linii OSD-OSP, m.in. w zakresie wymiany informacji. OSD i OSP raportują do URE efektywność mechanizmów redysponowania w zakresie wykorzystania źródeł.

Warto wspomnieć, że OSD mogą dołączyć do organizacji OSD UE, będącej odpowiednikiem Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej działającego w Polsce, celem której mogłoby być wypracowanie wytycznych i dobrych praktyk oraz koordynacja i opiniowanie prac legislacyjnych na poziomie europejskim dotyczących działalności OSD.

Dyrektywy takie jak wspomniana **2019/944** oraz **RED II 2018/2001** precyzują spodziewane cele legislacyjne w krajach członkowskich. W szczególności, oczekiwane jest przyjęcie przepisów krajowych uwzględniających m.in.:

1. Zezwolenie agregatorom DSR na niedyskryminacyjny dostęp do wszystkich rynków energii. OSP i OSD przy zamawianiu usług pomocniczych traktują agregatorów DSR na równi z innymi dostawcami usług.
2. Wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania, dających użytkownikom końcowym dostęp do danych historycznych oraz niezatwierdzonych danych w czasie zbliżonym do rzeczywistego.
3. Konieczność publikowania planów rozwoju sieci OSD z uwzględnieniem zapotrzebowania na elastyczność i stacje ładowarek samochodowych.
4. Koordynację OSD-OSP umożliwiającą uczestnikom rynku podłączonym do ich sieci rzeczywistą możliwość udziału w rynku detalicznym, hurtowym i bilansującym.
5. Ustanowienie procedury zwykłego powiadomienia o podłączeniach do sieci, w ramach której instalacje lub zagregowane jednostki produkcyjne prosumentów energii odnawialnej i projekty demonstracyjne o mocy elektrycznej równej lub niższej niż 10,8 kW są podłączane do sieci po powiadomieniu OSD.

Dodatkowo, państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, zapewniając uproszczoną i szybką procedurę wydawania zezwoleń. Czas trwania tej procedury nie może przekraczać jednego roku. Wymagane jest opracowanie strategii transformacji na lata 2021-2030 w celu osiągnięcia oczekiwanych efektów CEP. Strategia powinna zawierać również wizję na działania do 2050 r.

1.3 Regulacje w Polsce

1.3.1 Obowiązujące przepisy prawne

W przypadku polskiego ustawodawstwa, z punktu widzenia OSD, przyjęto regulacje prawne dotyczące m.in. zasad zdalnego odczytu oraz administracji systemu. Ich bardziej szczegółowy opis, łącznie z fragmentami konkretnych artykułów znajduje się w Załączniku 2. Ustawa prawo energetyczne (wybrane przepisy). Poniżej zaprezentujemy skrótowe zestawienie najważniejszych kwestii.

W zakresie funkcjonowania systemu pomiarowego, do dnia 31 grudnia 2028 r. OSD są zobowiązane zainstalować liczniki zdalnego odczytu (skomunikowane z systemem zdalnego odczytu), w punktach poboru stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

W myśl nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne zostały wyznaczone do pełnienia funkcji Operatora Informacji Rynku Energii. Celem działalności OIRE jest utworzenie i nadzorowanie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. W CSIRE będą gromadzone oraz przetwarzane dane niezbędne między innymi do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej czy też dokonywania rozliczeń za jej sprzedaż oraz dostarczanie. Dzięki ujednoczeniu standardów informacji przetwarzanych w CSIRE, zostaną znacznie usprawnione i przyspieszone procesy zachodzące na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce. Dostęp do systemu będzie darmowy, co w szczególności oznacza ułatwiony dostęp do danych dotyczących własnych punktów poboru energii, w tym do danych pomiarowych. Kluczowa jest tu przy tym konieczność zapewnienia bezpieczeństwa ochrony informacji, zgodnie z wymogami UE.

Główne cele OIRE i CSIRE to:

1. Obniżenie kosztów funkcjonowania rynku energii oraz kosztu wejścia na rynek.
2. Bezpłatna, wygodna wymiana informacji na rynku.
3. Poprawa efektywności wykorzystania zasobów, w szczególności OZE.
4. Wykorzystanie danych z systemu pomiarowego CSIRE.
5. Poprawa jakości danych, dzięki wprowadzeniu jednolitych standardów.

1.3.2 Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne i ustawy OZE (UC74)

W dniu 2 czerwca 2021 r. na stronach Rządowego Centrum Legislacji opublikowano przygotowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska datowany na 30 kwietnia 2021 r. projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne i ustawy OZE (UC74)⁹. Należy w tym miejscu także wspomnieć, iż propozycja w dalszym ciągu znajdują się na etapie opiniowania, a niektóre z elementów z zaproponowanych w projekcie opublikowanym 2 czerwca 2021 r. zostały ostatecznie procedowane w ramach innych projektów zmiany (np. zmiany systemu prosumenckiego) – także sam projekt

⁹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164#12792164>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

z pewnością ulegnie w pewnym zakresie zmianom. Niemniej przywoływany projekt zawiera szereg istotnych propozycji zmian legislacyjnych wpływających całościowo na możliwość świadczenia usług elastyczności. Do najważniejszych propozycji w ocenie autorów, należy zaliczyć propozycję dodania, zmianę lub doszczegółowienie następujących definicji:

- **usługa elastyczności** – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu;
- **agregacja** – działalność polegająca na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej;
- **agregator** – podmiot zajmujący się agregacją;
- **odbiorca aktywny** – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który może świadczyć usługi systemowe, lub świadczyć usługi elastyczności;
- **usługi systemowe niedotyczących częstotliwości** – usługi systemowe wykorzystywane do: regulacji napięcia w stanach ustalonych, szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej, zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej, dostarczania prądu zwarciowego, zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu, pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej;
- **instalacja zarządzania popytem** – instalacja odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru;
- **piaskownica regulacyjna** – konstrukcja prawna, umożliwiająca podmiotom gospodarczym działanie w bezpiecznym środowisku testowym w celu eksperymentowania z danym projektem lub usługą na złagodzonych zasadach. Prezes URE może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów ustawy, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej;
- **obywatelska społeczność energetyczna** – podmiot posiadający zdolność prawną, opierający się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, mający za cel zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność, który może zajmować się m.in. świadczeniem usług systemowych lub usług elastyczności;
- **plany rozwoju OSD** – plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat. Zapewniają przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania OSD na usługi elastyczności, obejmują dodatkowo wykorzystanie odpowiedzi odbioru,

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, które operator ten uwzględnia jako rozwiązanie alternatywne wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.

Dodatkowo zgodnie z projektem OSD nie może być posiadaczem, nie może wznosić, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii. Jednocześnie zaproponowano def. “w pełni zintegrowanego elementu sieci” – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania.

Najistotniejsze dla usług elastyczności, w opinii autorów, artykuły projektu znajdują się w Załączniku 2. Ustawa prawo energetyczne (wybrane przepisy).

2. Przegląd rozwiązań zagranicznych

2.1 Wybrane przykłady wdrożenia w krajach UE i UK

2.1.1 Piaskownice regulacyjne OFGEM

Zadaniem piaskownic regulacyjnych jest udzielenie wsparcia innowatorom w testowaniu i wdrażaniu na rynek nowych produktów, usług, procesów i modeli biznesowych. W ramach piaskownicy regulacyjnej innowatorom udzielane jest wsparcie, często polegające na czasowym zawieszeniu pewnych przepisów i procedur ograniczających możliwość testowania innowacyjnych rozwiązań. Poniżej przedstawione są trzy przykładowe projekty w programie piaskownic regulacyjnych (Energy Regulation Sandbox¹⁰) pod nadzorem brytyjskiego regulatora OFGEM:

1) Charge Collective – uliczne ładowarki dla pojazdów elektrycznych

- **Opis:** Pilotaż prowadzony jest przez operatorów dystrybucyjnych London Power Networks oraz Eastern Power Networks. Motywacją prowadzenia pilotażu jest brak wystarczającej ilości ładowarek ulicznych dla samochodów elektrycznych. Obecnie koszty przyłączenia nowego odbiorcy do sieci determinowane są wzorem Cost Apportionment Factor. CAF zakłada, że nowy odbiorca pokryje część kosztów rozbudowy sieci w proporcji zależnej od wymaganej przez niego nowej mocy. Pilotaż zakłada wykorzystanie innego algorytmu determinującego koszty inwestycyjne odbiorcy. Zadaniem algorytmu jest wyznaczenie optymalnej ceny wystarczającej do zmotywowania inwestycji przez prywatnych inwestorów w ładowarki uliczne.
- **Zastosowane uchylenia regulacyjne:** Zmiana w kodeksie sieciowym dystrybutora pozwalająca na zastosowanie alternatywnych mechanizmów wyznaczania opłaty przyłączeniowej odbiorcy.

2) Ułatwiona zmiana sprzedawcy dla odbiorcy w zamkniętym systemie dystrybucyjnym (mikrosieci)

- **Opis:** Pilotaż prowadzony jest przez spółkę inwestującą w mikrosieci na energooszczędnych osiedlach domowych. Obecne kodeksy sieciowe wymagają by zarządca mikrosieci miał zawarte umowy ze sprzedawcami energii dostarczającymi energię do klientów w jego systemie dystrybucyjnym. Zarządca mikrosieci jest również odpowiedzialny za wyliczanie różnicy pomiędzy licznikiem zbiorczym a indywidualnymi licznikami odbiorców rozliczających się za energię u sprzedawcy będącego stroną trzecią (innym podmiotem niż zarządca mikrosieci). W ramach pilotażu zmienione zostaną przepisy ustalające relacje pomiędzy zarządcą mikrosieci a innymi sprzedawcami. Zarządca

¹⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/regulatory-sandbox-repository>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

nie będzie musiał podpisywać umów z innymi sprzedawcami i uwzględniać odczytów od ich klientów w swoich rozliczeniach.

- **Zastosowane uchYLENIA regulacyjne:** Zmienione zostaną wymagania w kodeksie sieciowym dotyczące mechanizmów rozliczeń dla zamkniętych obszarów dystrybucyjnych (mikrosieci).

3) P2P Electricity matching service

- **Opis:** Pilotaż prowadzony jest przez spółkę dostarczającą zieloną energię do odbiorców końcowych spoza grupy gospodarstw domowych. Pilotażowi podlega algorytm parowania wytwórców energii odnawialnej z odbiorcami końcowymi.
- **Zastosowane uchYLENIA regulacyjne:** brak.

2.1.2 Transparentne plany rozwoju sieci

Ten rozdział stanowi tłumaczenie aneksu nr 3 z raportu CEER: „Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility” (Distribution Systems Working Group, 16 July 2020).

Niemcy

W niemieckim ustawodawstwie istnieją już przepisy dotyczące obowiązku OSD w zakresie przedstawiania planów rozwoju sieci. Zgodnie z §14 EnWG OSD – wyłącznie operatorzy sieci wysokiego napięcia/110 KV – są zobowiązani do opracowania planów rozwoju sieci, przedkładania ich krajowemu organowi regulacyjnemu i corocznego publikowania. Plan musi zawierać "mapy ograniczeń" (congestion maps) sieci oraz planowanie bazowe w odniesieniu do energii elektrycznej dostarczanej i odbieranej w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Szczegółowo plan musi zawierać informacje na temat konkretnych planowanych środków optymalizacji, wzmocnienia i rozbudowy sieci w ciągu najbliższych pięciu lat oraz na temat planowanych środków na kolejne pięć lat. Krajowy organ regulacyjny może określić i rozszerzyć zakres wymaganych informacji w drodze decyzji administracyjnej.

Oprócz obowiązku nałożonego na operatorów sieci wysokiego napięcia, krajowy organ regulacyjny ma, zgodnie z § 14 EnWG, możliwość żądania dalszych planów rozwoju sieci od wszystkich OSD, z wyjątkiem OSD posiadających mniej niż 10 000 bezpośrednio przyłączonych odbiorców. Wymagany plan musi zostać przedłożony krajowemu organowi regulacyjnemu w terminie dwóch miesięcy. Krajowy organ regulacyjny może określić i rozszerzyć zakres wymaganych informacji w drodze decyzji administracyjnej.

Norwegia

Plany rozwoju sieci w Norwegii zawierają scenariusze przyszłego zużycia, produkcji i inwestycji sieciowych w połączeniu z oceną społeczno-ekonomiczną. Sieci WN (33-132 kV) w Norwegii są podzielone na 17 różnych obszarów geograficznych. Wszystkie

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

17 obszarów ma indywidualne NDP z horyzontem 20-letnim. W każdym obszarze planowania jeden OSD jest wyznaczony do sporządzenia NDP, podczas gdy inni OSD w obrębie każdego obszaru oraz OSP współpracują w celu dostarczenia niezbędnych danych. Zaktualizowany NDP publikowany jest co dwa lata. NDP powinien być narzędziem planowania inwestycji sieciowych oraz dostarczać interesariuszom i władzom istotnych informacji o systemie elektroenergetycznym.

OSP jest analogicznie zobowiązany do publikowania co dwa lata NDP dla sieci przesyłowej. Ponadto OSP co roku przesyła aktualizację planów inwestycyjnych, przewidywane uruchomienia oraz konsekwencje ewentualnych opóźnień. Zarówno 17 obszarów planistycznych OSD, jak i OSP muszą sporządzić szczegółowy raport zawierający poufne informacje o systemie elektroenergetycznym, który jest przedkładany właściwemu organowi. Publikuje się wersję publiczną, która w większości stanowi streszczoną i ocenzurowaną wersję raportu szczegółowego.

OSP i każdy z 17 obszarów planowania OSD musi co drugi rok organizować dedykowane spotkania, na których prezentowany jest NDP. Spotkania te mają na celu informowanie interesariuszy o rozwoju sieci WN i sieci przesyłowej. Dla 17 obszarów planistycznych OSD oraz OSP są również zobowiązane do wydawania oświadczeń na temat wszystkich zmian w obszarze ich sieci. Ponadto wszyscy OSD są zobowiązani do stałego przekazywania OSP aktualnych danych strukturalnych. Wszystkie plany lub modyfikacje, które mają wpływ na sieci WN lub sieć przesyłową muszą być zatwierdzone przez OSP. Ponadto, inne wymagane informacje mogą być określone i rozszerzone w ramach NDP przez organ odpowiedzialny.

Portugalia

Zgodnie z prawem portugalskim (Decreto-Lei no. 29/2006, w aktualnym brzmieniu), w odniesieniu do poziomów wysokiego i średniego napięcia, OSD przedkłada do końca kwietnia każdego parzystego roku propozycję NDP, zarówno Generalnej Dyrekcji Energetyki i Geologii, jak i portugalskiemu regulatorowi ERSE, który przeprowadza konsultacje publiczne przez co najmniej 30 dni roboczych i wydaje raport z wyników konsultacji, załączając wszystkie otrzymane uwagi. Raport ten jest przesyłany do OSD, OSP i DGEG.

Następnie ERSE, DGEG i OSP przygotowują i wydają swoje własne indywidualne opinie i przesyłają je sobie nawzajem oraz do OSD. Opinie te mogą określać niezbędne zmiany w propozycji NDP. Opinia ERSE obejmuje wszystkie potrzeby inwestycyjne określone w trakcie konsultacji społecznych oraz te, które są niezbędne do promowania konkurencji, w pełnej współpracy z OSP w jego Narodowym Planie Rozwoju. Opinia DGEG koncentruje się na bezpieczeństwie dostaw i zgodności z celami polityki energetycznej.

Biorąc pod uwagę każdą opinię, OSD zmienia i przesyła ostateczną propozycję NDP do DGEG, który następnie przekazuje ją do organu rządowego odpowiedzialnego za sektor energetyczny. Organ ten przedłoży go następnie pod dyskusję parlamentowi portugalskiemu. Ostatecznie, po uzyskaniu opinii Parlamentu, Minister Energii podejmie decyzję o zatwierdzeniu NDP.

Po zatwierdzeniu planu NDP dekretem z mocą ustawy, ERSE przeprowadza monitorowanie realizacji D-NDP (harmonogram i budżet). W razie potrzeby ERSE może wydać wiążącą opinię na temat każdego z projektów ujętych w planie. W kontekście trwającej transformacji energetycznej, NDP będzie odgrywał istotniejszą rolę w identyfikacji potrzeb inwestycyjnych dla nowych połączeń, które muszą być starannie zaplanowane, aby sprostać nowym wyzwaniom związanym z penetracją rozproszonej generacji odnawialnej.

Polska

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wraz z operatorem systemu przesyłu gazowego przygotowują plan rozwoju na okres dziesięciu lat. Plan ten uwzględnia obecne i przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz paliwa gazowe.

Dodatkowo, operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przygotowują analogiczny plan rozwoju na okres nie krótszy niż 5 lat. Plan ten uwzględnia wyżej wymieniony plan operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu przesyłu gazowego.

Oba plany podlegają aktualizacji co dwa lata ze względu na paliwa gazowe i co trzy lata ze względu na energię elektryczną.

Dodatkowo, operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego sporządzają prognozy na okres 15 lat.

2.2 Przykłady wykorzystania elastyczności u OSD w Europie

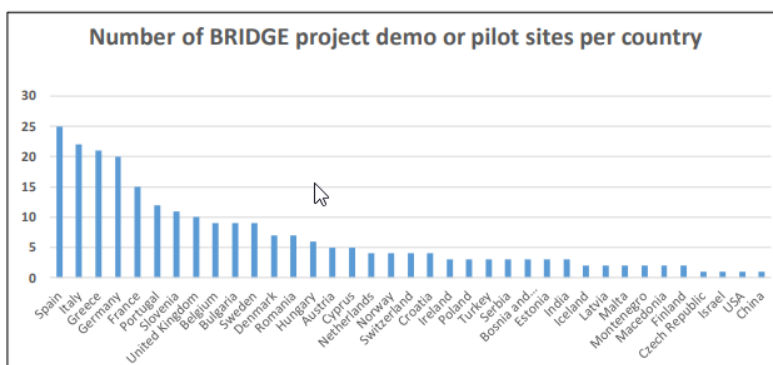
2.2.1 Wprowadzenie

Obecnie prowadzonych jest wiele pilotaży testujących wykorzystanie elastyczności, technologii smart grid, aktywnych odbiorców, magazynowania energii, elektrycznych pojazdów, platform rynkowych i innych. Przykładem jest 88 projektów H2020, zebranych łącznie w projekt „parasolowy” BRIDGE¹¹. Z projektów uczestniczących w inicjatywie BRIDGE następujące projekty posiadają zaangażowane podmioty z Polski (BRIDGE, June 2020):

- Upgrid (2015–2017, Energa Operator SA i inni),
- EU-SysFlex (2017–2021, PSE SA, NCBJ),
- Euniversal (2020–2023, Energa Operator SA i inni),
- Renaissance (2019–2022, Narodowa Agencja Poszanowania Energii),
- Ebalance-plus (Ośrodek Przetwarzania Informacji),
- InterConnect (2019–2024, Fundingbox Accelerator).

Od czasu wydania broszury BRIDGE (lipiec 2020 r.) do projektu dołączyło wiele nowych projektów. Ich aktualna lista znajduje się na stronie: <https://www.h2020-bridge.eu/participant-projects/>. Lista ta nie uwzględnia projektu OneNet (2020–2022, PSE SA, Energa Operator SA, NCBJ).

Polska zajmuje 22 miejsce pod kątem ilości projektów i pilotaży H2020 spośród 37 krajów uczestniczących w inicjatywie BRIDGE (BRIDGE, June 2020) – graficznie ilustruje to Rys. 1.

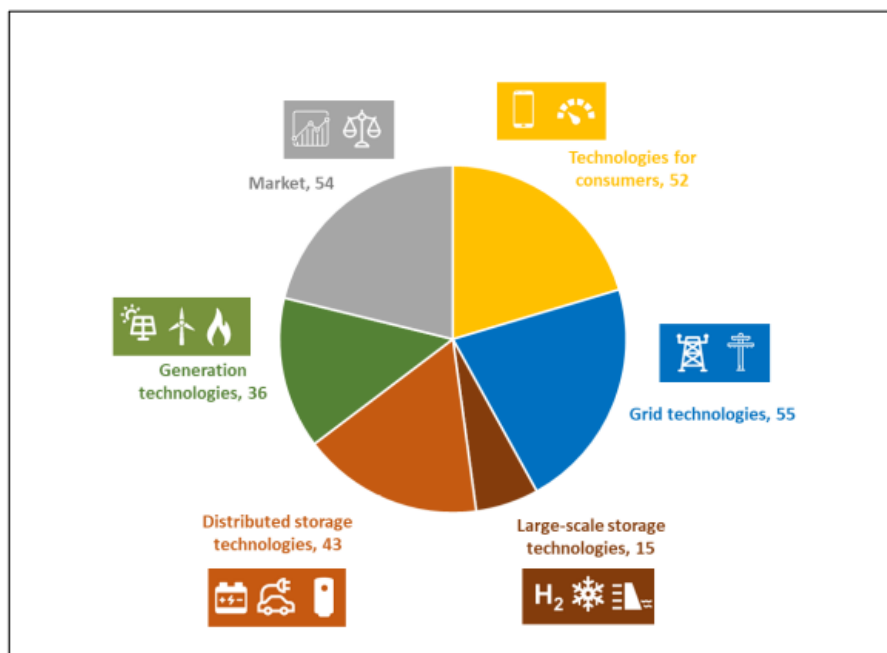


Rys. 1 Ilość projektów pilotażowych rozwijanych w ramach programu Horyzont 2020 zebranych w inicjatywie BRIDGE.

Poniższa ilustracja (Rys. 2) przedstawia zagadnienia badawcze adresowane przez projekty z inicjatywy BRIDGE. Najbardziej liczną grupą są projekty zajmujące się technologiami sieciowymi (55 z 64 uczestniczących projektów):

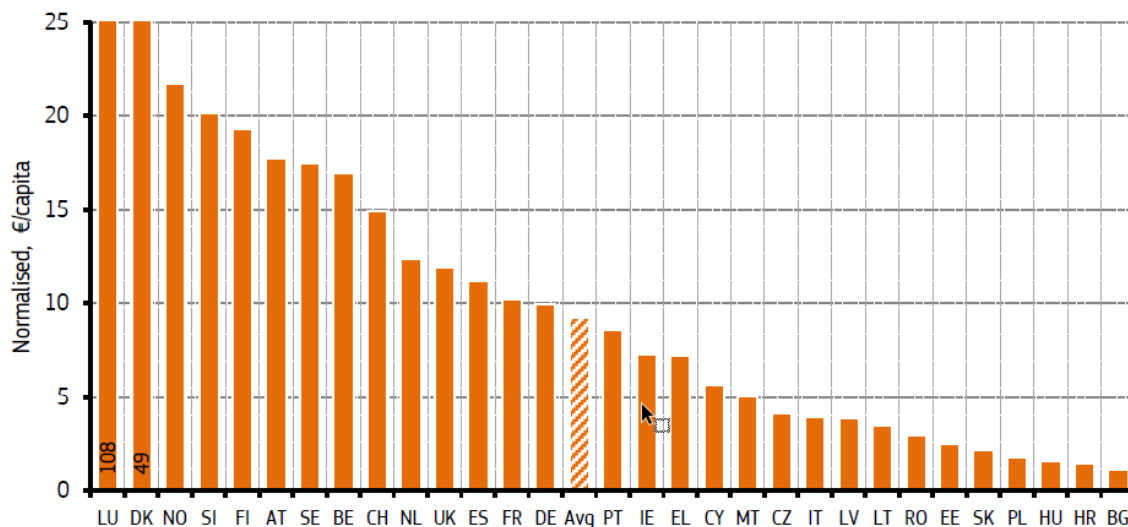
¹¹ <https://www.h2020-bridge.eu/>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

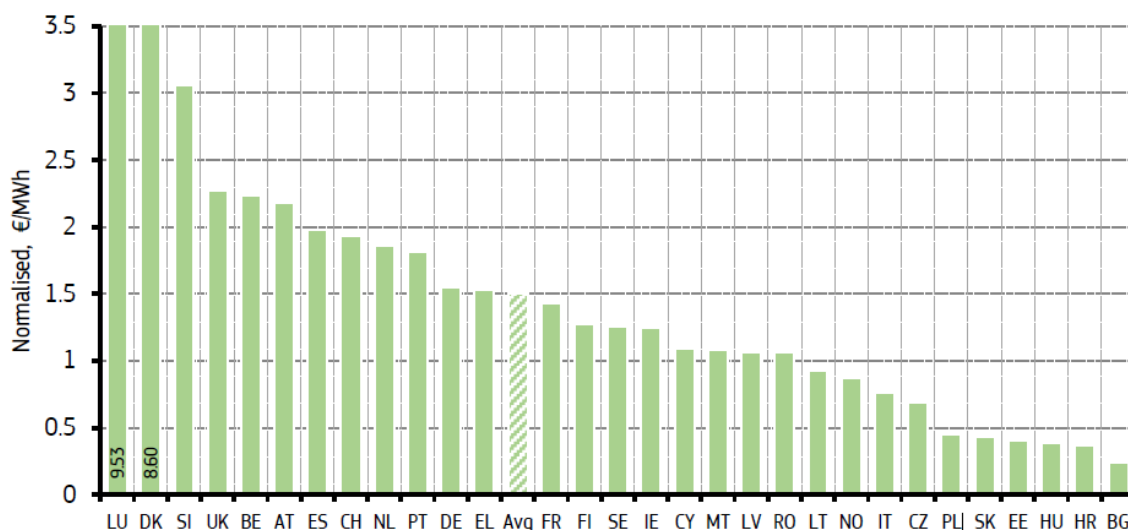


Rys. 2 Tematy badawcze poruszane przez projekty BRIDGE (łącznie ankietowano 64 projekty H2020).

Raport JRC „Smart grid projects outlook 2017” (Flavia Gangale, 2017) wskazuje na poziom inwestycji w programy badawcze i demonstracyjne z obszaru inteligentnych sieci. W 2017 r. Polska znajdowała się w końcówce rankingu wydatków na R&D. Poniższa ilustracja (Rys. 3) przedstawia całkowite wydatki na programy badawcze i demonstracyjne znormalizowane kolejno według liczby mieszkańców i całkowitego zużycia energii elektrycznej (Flavia Gangale, 2017).

Figure 17. Total investment normalised per capita (*)

(*) Source: Own elaboration based on Eurostat data (2015)

Figure 18. Total investment normalised per electricity consumption (*)

Rys. 3 Wydatki na programy badawcze i demonstracyjne z obszaru inteligentnych sieci. Całkowite wydatki per kraj zostały znormalizowane o liczbę mieszkańców (górny wykres) oraz całkowite zużycie energii elektrycznej kraju (dolny wykres). Polska zajmuje kolejno czwarte i piąte miejsce od końca spośród wszystkich krajów członkowskich UE.

Spośród prowadzonych projektów badawczych wiele znajduje się na początkowych etapach zaawansowania. Wyniki ilościowe, w szczególności w ujęciu statystycznym i długoterminowym są w ocenie autorów rzadko dostępne. Poniższe zestawienia przedstawia wybrane projekty badawcze, dla których dostępne są wyniki ilościowe o jakości pozwalającej na wyciągnięcie potencjalnie generalizowanych wniosków.

2.2.2 Kategorie platform elastyczności

Poniżej przedstawiono w najciekawsze i najlepiej rozwinięte rozwiązania zidentyfikowane na bazie informacji publikowanych w ramach takich projektów jak One-NET czy ogólnych informacji ENTSO-E. Obecnie działające platformy elastyczności można podzielić na trzy kategorie:

1) **Platforms as market intermediaries** – platformy, które ułatwiają pozyskiwanie elastyczności na istniejących już rynkach (na przykład: THE CROWD BALANCING PLATFORM, INTERFACE i GOPACS);

2) **Platforms as administrative flexibility scheme coordination** - platformy służące poprawie koordynacji i wymianie informacji o rynku energii;

3) **Platforms as marketplaces** – platformy rynkowe, które można podzielić dodatkowo na dwie podkategorie:

- oparte na stale rozliczającym się formacie rynkowym (NODES-NorFlex i NODES-IntraFlex),
- oparte na formacie aukcji zamkniętej (Piclo Flex, eSIOS- CECRE-CoordiNet). W ramach tego modelu dostawcy usług mogą umieszczać oferty na platformie, gdy jest to odpowiednie dla ich własnych warunków operacyjnych.

Tabele 1 i 2 przedstawiają zestawienie porównawcze zidentyfikowanych w Europie platform elastyczności. Zestawienie obejmuje lokalizację platform, typ operatora, rodzaj platformy oraz oferowanej usługi elastyczności.

OVERVIEW OF PLATFORMS REVIEWED

Platform	Operator	Project Jurisdiction	Platform type	Motivation
Piclo Flex	Independent software company	UK	Marketplace; (Market intermediary)	Modularised outsourcing model
NODES	Independent power exchange	UK (IntraFlex)	Marketplace; Market intermediary	Fully outsourced procurement
NODES	Independent power exchange	Norway (NorFlex)	Marketplace; Market intermediary	Fully outsourced procurement
eSIOS-CECRE-CoordiNet	TSO	Spain	Marketplace	Coordinated procurement for congestion management and balancing
Crowd Balancing Platform	TSO	Netherlands	Market intermediary	Improve liquidity in existing TSO markets
Crowd Balancing Platform	TSO	Austria	Market intermediary	Improve liquidity in existing TSO markets
Crowd Balancing Platform	TSO	Italy	Market intermediary	Improve liquidity in existing TSO markets
Crowd Balancing Platform	TSO	Germany	Market intermediary	Improve liquidity in existing TSO markets
GOPACS	T/DSO	Netherlands	Market intermediary	Leverage existing markets for CM use cases
INTERFACE	T/DSO	Nordic-Baltic	Market intermediary	Improve liquidity in existing TSO markets; Leverage existing markets for CM use cases
DA/RE	TSO	Baden Wuerttemberg (Germany)	Administrative dispatch	Coordination and optimisation of administrative redispatch for CM

Source: Frontier Economics

Tab. 1 Zestawienie porównawcze platform elastyczności. Część pierwsza.

Platform	Platform type	Procurers	Product-type	Providers
DA/RE	Coordination for administrative flexibility scheme	TSO; DSO	Non-standard Congestion Management	All generating and storage units with a capacity > 100 kW
The Crowd Balancing Platform	Market intermediary	TSO	Balancing	FSP
INTERFACE	Market intermediary	DSO; TSO	Balancing; Standardised Congestion Management	FSP registered on the flexibility platform
GOPACS	Market intermediary	DSO; TSO	Standard Congestion Management	FSP registered on a participating energy exchange
Piclo Flex	Marketplace	DSO	Standard Congestion Management	Any
NODES-NorFlex	Marketplace	DSO	Non-standard Congestion Management	Any
NODES-IntraFlex	Marketplace	DSO	Non-standard Congestion Management	Any
eSIOS-CECRE-CoordiNet	Marketplace	TSO; DSO	Balancing; Non-standard Congestion Management	All generating and storage units. Demand-response participation is under development.

Tab. 2 Zestawienie porównawcze platform elastyczności. Część druga.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

2.2.3 Grid Operators Platform for Congestion Solutions – GOPACS¹²

GOPACS to platforma rynkowa, której właścicielem i operatorem jest holendersko-niemiecki OSP (TenneT) oraz czterech holenderskich OSD (Stedin, Liander, Enexis Groep i Westland). Platforma (uruchomiona w styczniu 2019 r. w Holandii) działa jako pośrednik między potrzebami operatorów sieci i rynków w celu skutecznego złagodzenia przeciążenia sieci (Market intermediary platform). Koordynacja osiągnięta jest za pośrednictwem dedykowanej platformy (koordynacja OSP-OSD) i zapobiega przenoszeniu się ograniczeń na inne gałęzie sieci oraz pogłębianiu problemów innych operatorów. GOPACS sam w sobie nie jest w pełni platformą rynkową. Obecnie elastyczność zapewniają wyłącznie aktywa podłączone do sieci przesyłowej.

W najbliższym czasie oczekuje się poszerzenia zakresu platformy o udział elastyczności zapewnianej z zasobów podłączonych do sieci niskiego napięcia, takich jak pojazdy elektryczne. Sama procedura zamawiania elastyczności ma podobny format do zamówień hurtowych energii w ciągu dnia na rynku. Jednocześnie w GOPACS nie określono minimalnych ani maksymalnych cen czy wolumenów.

2.2.4 The crowd balancing platform¹³

Platforma została założona przez międzynarodowe konsorcjum OSP (TENNET, SWISSGRID, TERNA, APG). Platforma ma docelowo działać na rynku niemieckim, holenderskim, szwajcarskim, austriackim i włoskim – zgodnie z właściwością poszczególnych OSP. Obecnie, od marca 2021, platforma działa w Holandii oraz pilotażowo w Szwajcarii.

Sama platforma działa rynkowo-pośrednicząco - integruje się z istniejącymi rynkami usług systemowych OSP i procesami redysponowania. *The crowd balancing platform* działa jak brama dla dostawców usług elastyczności (w szczególności agregatorów) w celu uzyskania dostępu do krajowych rynków OSP w zakresie usług bilansujących i zarządzania ograniczeniami.

Platforma jest oparta na protokołach blockchain co zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa i pewności OSP (w przyszłości także OSD) względem małych aktywów. Obecnie jest to platforma wyłącznie dla OSP, w przyszłości jednak może objąć także zainteresowane OSD.

2.2.5 InterrFace Interoperable pan-European Grid Service Architecture (IEGSA)¹⁴

Faza testowa platformy *InterrFace* została uruchomiona w marcu 2021 r., a jej zakończenie przewidziane jest na grudzień 2022 r. W proces wdrażania oraz oceny platformy InterrFace zaangażowani są następujący operatorzy OSP/OSD: Fingrid

¹² <https://en.gopacs.eu/>.

¹³ <https://equigy.com/>.

¹⁴ <http://www.interrface.eu/The-project>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

(fiński OSP), Elering (estoński OSP), AST (łotewski OSP), Elenia (fiński OSD) i Elektrilevi (estoński OSD). Platforma skierowana jest do niezależnych agregatorów lub dostawców oprogramowania, którzy mogą wspierać dostawców energii we wdrażaniu programów reagowania popytem na zapotrzebowanie.

Działanie IEGSA ma na celu ułatwienie konkurencji między rynkami energii poprzez łączenie rynków hurtowych, detalicznych, bilansujących i nowych rynków zarządzania ograniczeniami. Jako łącznik OSD oraz OPS z rynkiem IEGSA zwiększa płynność wymiany oraz pozwala na zapewnienie stabilności dostaw z wykorzystaniem usług elastyczności po najbardziej konkurencyjnej cenie.

Oferty elastyczności składane są przez dostawców usług na platformie IEGSA. Następnie zostają ocenione, uszeregowane (merit order) i udostępniane ponownie na rynku. Założeniem platformy InterFace jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii na istniejących rynkach energii poprzez wsparcie procesów zarządzania przeciążeniami w oparciu o standard mFRR.

2.2.6 Platforma DA/RE¹⁵

Platforma DA/RE działa w Niemczech od 1 października 2021 r., obecnie trwa jej faza testowo-wdrożeniowa. Pełnić ma rolę platformy informacyjnej, ułatwiającej koordynację i wymianę danych między użytkownikami.

Platforma ta działa na bazie ustawy z 2019 r. o przyśpieszeniu rozbudowy sieci (Grid Expansion Acceleration Act, NABEG 2.0) z celem ułatwienia obowiązków wynikających z zdecentralizowania systemów ograniczeniami przesyłowymi – „Redispatch 2.0”, w którym udział biorą wszystkie aktywa wytwórcze i magazynowe o mocy powyżej 100 kW (oraz niższe jeśli są sterowalne)¹⁶.

2.2.7 Piclo Flex¹⁷

Platforma *Piclo Flex* stanowi niezależnie zarządzany rynek usług, uruchomiony w formie testowej przez niezależną firmę programistyczną *Piclo*, która w czerwcu 2018 r. przeprowadziła pilotaż swojej zdecentralizowanej platformy rynku elastyczności przy wsparciu finansowym rządu Wielkiej Brytanii (z 6 OSD w UK). Komercyjna działalność platformy trwa od lutego 2019 r. – *Piclo Flex* został wprowadzony na rynek poprzez umowy zakupowe z OSD: UK Power Networks, Scottish and Southern Electricity Networks oraz Western Power Distribution.

Platforma ta umożliwia elastyczne zawieranie transakcji między dostawcami usług a OSD, zarówno w wymiarze czasu jak i lokalizacji. Co istotne, w chwili obecnej *Piclo* rozwija platformę, aby zapewnić zautomatyzowane, kompleksowe usługi z obsługą API w celu zapewnienia elastyczności zakupów, w tym rozliczenia, aktywacji i walidacji oraz wtórnych rynków obrotu.

¹⁵ <https://www.dare-plattform.de/>.

¹⁶ [Review-on-markets-and-platforms-in-related-activities](#), s. 81.

¹⁷ <https://picloflex.com/>.

Platforma działa w Wielkiej Brytanii, jednak wspomniane wyżej OSD wykorzystują ją w różny sposób. SPEN, ENWL i UKPN w pełni zlecają na zewnątrz każdy etap zamówienia, w tym etapy licytacji, aukcji i rozliczeń. Z kolei WPD, SSEN i ENWL zlecały *Piclo Flex* jedynie funkcję reklamy swojego procesu zakupowego, a pozostałe etapy zakupiły za pomocą strony internetowej „Flexible Power” firmy WPD.

Według stanu na czerwiec 2021 r. SPEN i ENWL wykorzystywały platformę odpowiednio do pozyskania 562 MW i 182 MW elastyczności. Obecnie zaś *Piclo Flex* używany wyłącznie przez OSD, które w przypadku aktywacji zasobów do zarządzania ograniczeniami musi dodatkowo powiadomić OSP o takich działaniach.

Podział na poszczególne kategorie oferowane na platformie znajdują się w niniejszym opracowaniu (Sustain, Secure, Dynamic, Restore) oraz w innych źródłach¹⁸.

2.2.8 NODES-NorFlex¹⁹

NODES-NorFlex jest trzyletnim programem pilotazowym zorientowany na lokalny rynek zamówień usług elastyczności. Pilotaż jest owocem współpracy norweskiego OSP Statnett, operatorów OSD: Agder Energi, Glitre Energi i Mørenett. Program składa się z trzech projektów demonstracyjnych służących testowaniu rozwiązań technologicznych umożliwiających początkowo wykorzystanie elastyczności na poziomie systemu dystrybucyjnego. Docelowym rozwiązaniem jest wykorzystanie elastyczności węzłowej na istniejącym rynku rezerw OSP.

W pierwszej fazie projektu, w ciągu 3 miesięcy działania, sprzedano 25 MWh uzyskanych dzięki usługom elastyczności. Dostawcy usług elastyczności dysponowali zasobami rzędu od 50 do 250 kW. W drugiej fazie programu zaplanowano wykorzystanie magazynów energii o mocy 200 kW.^{20, 21}

Platforma NODES została wykorzystana także w Niemczech w obszarze Mitnetz Storm (OSD) – został wykorzystany do zarządzania sytuacjami nadmiernej produkcji energii odnawialnej.

2.2.9 NODES-IntraFlex²²

Platforma działająca 2020 r. jako pilotaż uruchomiony przez Western Power Distribution, w horyzoncie czasowym intra-day, bliskim do czasu rzeczywistego. Projekt wdrożenia platformy NODES-IntraFlex jest oddzielony od podstawowego systemu zakupów elastyczności WPD „Flexible Power”²³.

¹⁸ Linki do dodatkowych źródeł:

[Entso-e report neutral design flexibility platforms](#), s. 17.

[Review-on-markets-and-platforms-in-related-activities](#), s. 85.

¹⁹ <https://nodesmarket.com/case/norflex-tso-dso-making-local-flexibility-available-to-mfrr/>.

²⁰ https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC documents/SOC Reports/210957_entso-e_report_neutral_design_flexibility_platforms_04.pdf, s. 18.

²¹ <https://onenet-project.eu/wp-content/uploads/2021/08/D2.1-Review-on-markets-and-platforms-in-related-activities-1.pdf>, s. 83.

²² <https://nodesmarket.com/case/intraflex/>.

²³ <https://www.westernpower.co.uk/projects/intraflex>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

W pierwszej fazie pilotażu WPD zamówiła około 50 MW usług elastyczności przedawaryjnej w 241 transakcjach, co stanowi nieco ponad 25 MWh aktywowanej elastyczności. Wiosną 2021 r. rozpoczęła się 2. faza pilotażu – skupić ma się ona na zwiększeniu dostępności/iłości elastyczności oraz usprawnieniu procesów w celu skalowalności produktu²⁴.

2.2.10 ESIOS-CECRE-COORDINET²⁵

Projekt związany jest ze zbiorem platform cyfrowych zarządzanych przez hiszpańskiego OSP Red Electrica Espana ułatwiających bilansowanie rynku i zarządzanie przeciążeniami – na poziomie zarówno OSP jak i OSD.

Pierwszym komponentem jest eSIOS – platforma zakupowa zbierająca oferty zarówno zwiększenia jak i zmniejszenia zapotrzebowania na potrzeby zarządzania przeciążeniami przez OSP/OSD. Za monitorowanie w czasie rzeczywistym usług elastyczności oferowanych przez dostawców odpowiada platforma CECRE. Na styku agregatorów usług elastyczności, platformy eSIOS i CECRE znajduje się CoordiNet – lokalne platformy zapewniające konieczną koordynację.

Platforma eSIOS pozwala na reagowanie na przewidywane przeciążenia z wyprzedzeniem jednego dnia poprzez umożliwienie przeglądu ofert agregatorów na rynku hurtowym w celu identyfikacji koniecznych działań – na przykład poprzez usunięcie określonych transakcji z rynku. ESIOS pozwala również na reagowanie w czasie rzeczywistym na przeciążenia – analogicznie jak w przypadku day-ahead identyfikuje niezbędne akcje na podstawie złożonych ofert usług elastyczności. Wymuszone przez platformę zmiany rekompensowane są dostawcom usług elastyczności po cenach ofert.

ESIOS współdziała z platformą CECRE monitorującą produkcję w czasie rzeczywistym dostarczaną przez DUE lub agregatorów dysponujących mocą powyżej 1 MW (indywidualne źródła lub magazyny, a w przypadku agregatorów łącznie). Minimalna wielkość oferty na rynku wynosi 100 kW. Współpraca odbywa się poprzez certyfikowane przez REE centra kontroli pozwalające na zarządzanie, sterowanie oraz monitorowanie źródeł elastyczności będących w gestii agregatora.

Koordynacja zarządzaniem przeciążeniami na styku OSP/OSD wspierana jest przez eSIOS poprzez publikację dostępnych zasobów/usług elastyczności w zadanych okresach czasu. Pozwala to na uniknięcie kolizji wynikających z przeciwstawnych kroków podjętych przez OSD lub OSP.

²⁴ [Entso-e report neutral design flexibility platforms](#),

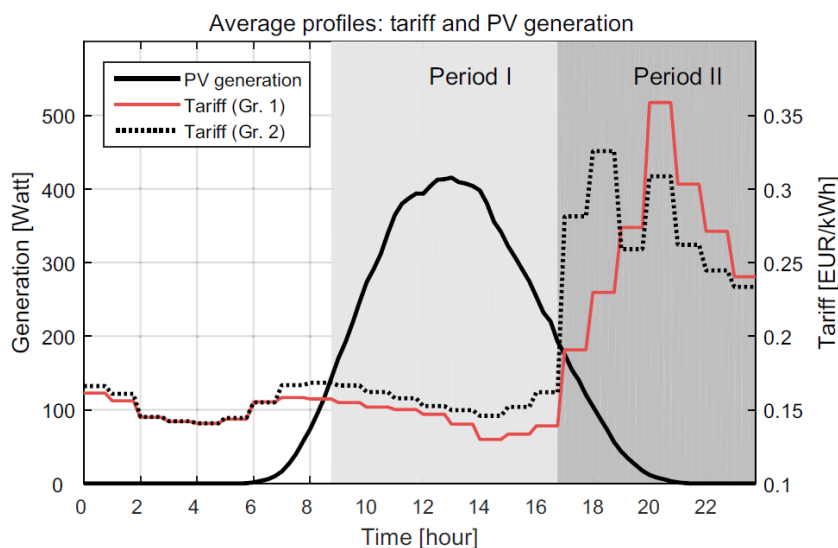
²⁵ <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system/e-sios>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

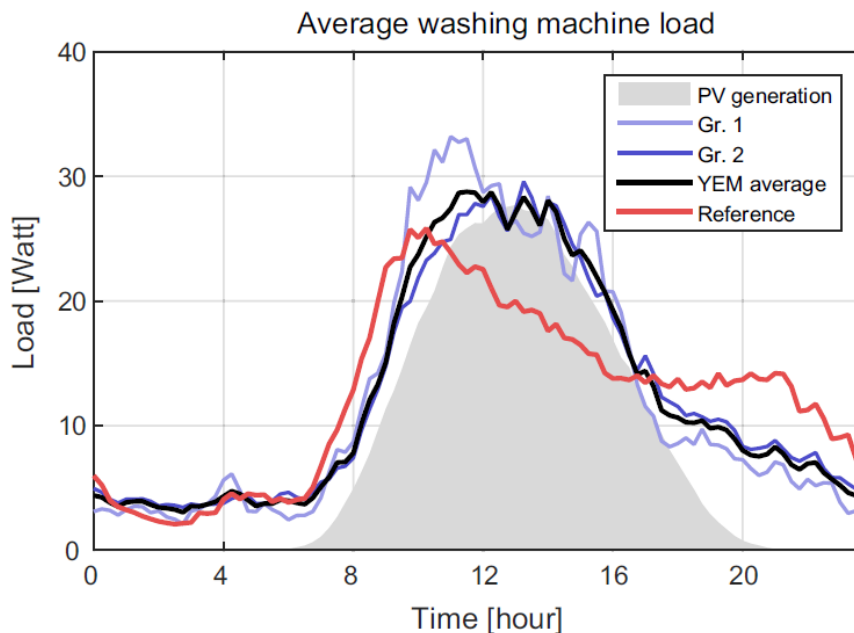
2.2.11 Pilotaż Your Energy Moment (2012–2015), Holandia

Pilotaż *Your Energy Moment* dotyczył możliwości przesunięcia profilu konsumpcji energii w oparciu o taryfy dynamiczne (E.A.M. Klaassen, 2016). Przebadano łącznie profile zużycia 462 odbiorców końcowych. 262 odbiorców stanowiło grupę kontrolną (reference), 77 odbiorców było w grupie badawczej 1 (group 1) i 111 znajdowało się w grupie badawczej 2 (group 2). Grupy badawcze 1 i 2 były poddane tej samej interwencji zastosowania taryf dynamicznych, natomiast dodatkowo rozrózniono pomiędzy nimi konkretne godziny występowania szczytowych cen wieczornych. Celem badania było przesunięcie zapotrzebowania z urządzeń domowych (pralki, suszarki, zmywarki) z okresu „wieczornego” (period II) na „południowy” (period I). Dodatkowe rozróznienie grupy 1 i 2 miało za zadanie zbadać czy odbiorcy reagują na sygnały cenowe o większej rozdzielczości niż jedynie „wieczór” i „południe”.

Uczestnicy zostali wyposażeni w domowe interfejsy, monitory na ścianie, informujące o kształcie taryfy na następnny dzień. Uczestnicy mogli ręcznie zaprogramować godziny aktywacji urządzeń domowych na następne 24 godziny. Badanie trwało przez jeden rok. Uczestnicy grupy 1 korzystali już z systemu oraz dynamicznych taryf od roku. Uczestnicy grupy 2 zaczęli korzystać z systemu oraz nowych taryf wraz z początkiem badania. Wyniki wykazały istotną zmianę profilu konsumpcji pomiędzy grupami 1 i 2 a grupą referencyjną (bez taryf dynamicznych). Nie było widać efektu zmęczenia w grupie 1, która korzystała z badanego rozwiązania drugi rok. Konkretny kształt taryfy dynamicznej i godzina występowania wieczornego szczytu cenowego nie miała dalszego znaczenia na zmianę profilu zapotrzebowania – grupy 1 i 2 reagowały tak samo.

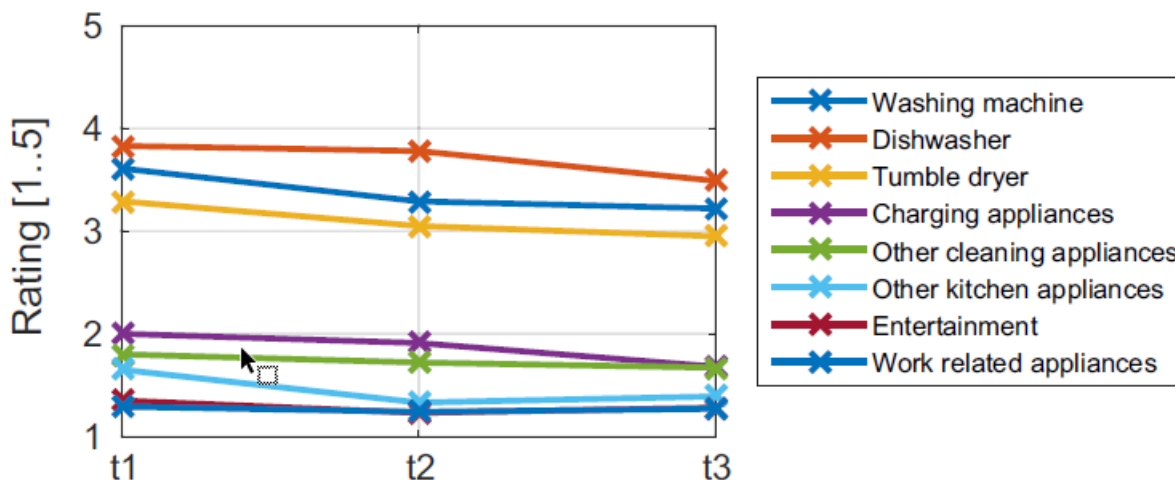


Rys. 4 Kształt taryf dynamicznych użytych w badaniu elastyczności zapotrzebowania oraz definicja okresów „południowego” (period I) i wieczornego (period II).



Rys. 5 Wyniki badania efektów taryfy dynamicznej. Grupa 1 i 2 korzystały z taryfy zachęcającej do przeniesienia zapotrzebowania z okresu wieczornego na okres południowy.

Poniższa ilustracja (Rys. 6) przedstawia kategorie urządzeń wykorzystanych do przesunięcia zapotrzebowania w odpowiedzi na taryfy dynamiczne.



Rys. 6 Wyniki ankiety przeprowadzonej na uczestnikach grupy 1. Wyniki wskazują na preferowane urządzenia wykorzystane do zmiany zużycia energii w odpowiedzi na taryfy dynamiczne. Punkty czasowe t1, t2 i t3 oznaczają kolejno 6, 12 i 18 miesiąc od początku trwania pilotażu YAM.

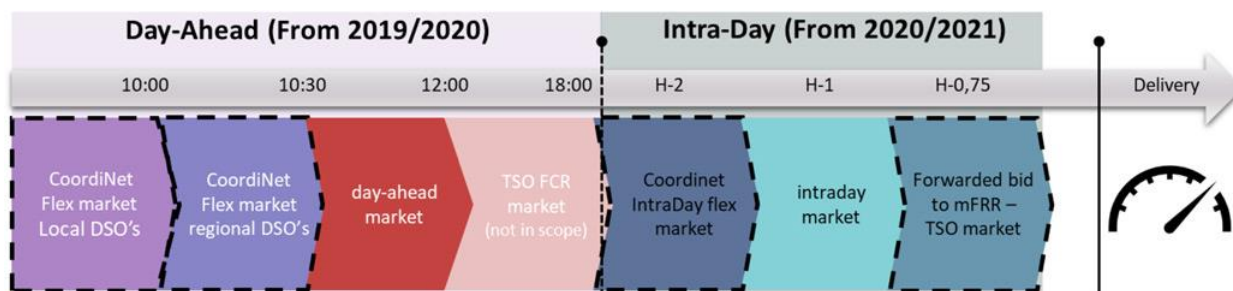
2.2.12 Pilotaż CoordiNet w Uppsala

Celem projektu CoordiNet jest umożliwienie efektywnego wykorzystania elastyczności zarówno przez OSD jak i OSP poprzez wprowadzenie platformy elastyczności. Produkty i usługi elastyczności, których dotyczy projekt CoordiNet, mogą służyć lokalnym OSD, regionalnym OSD oraz OSP. Koordynacja pomiędzy kolejnymi rynkami opiera się na sekwencyjnych zamówieniach, od najniższego do najwyższego poziomu napięcia. Zamówienia realizowane są w dwóch horyzontach czasowych: dnia

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

następnego i dnia bieżącego. Na dzień prezentacji wyników (03.11.2021) nie jest znana specyfika schematu koordynacji pomiędzy OSP i OSD.



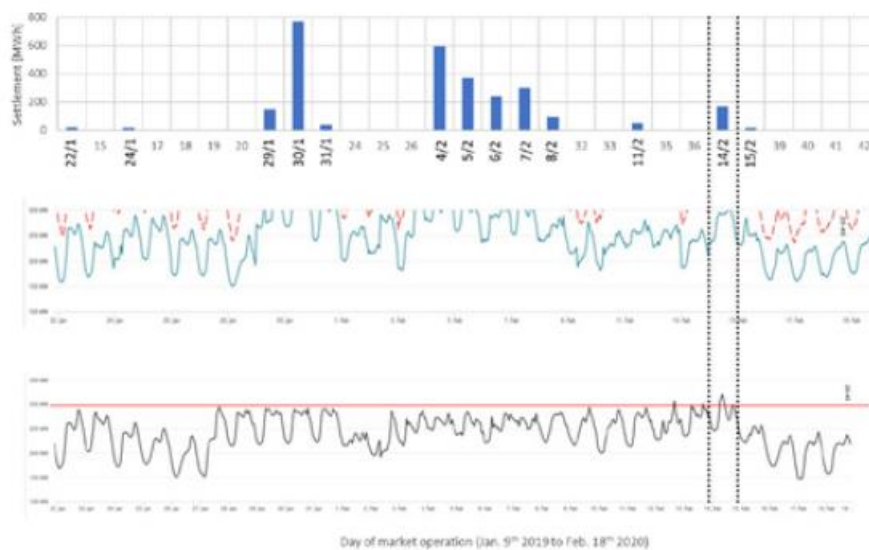
Rys. 7 Zależność pomiędzy kolejnymi rynkami. Elastyczność na poziomie OSD jest kontraktowana przed rynkiem energii - informacje o poziomie kontraktacji na wcześniejszych rynkach są dostępne dla kolejnych rynków. Rynek Intraday służy korekcie grafików tworzonych w oparciu o prognozy w dniu D-1.

W ramach pierwszego zakończonego pilotażu przetestowano zarządzanie ograniczeniami w oparciu o elastyczność regionalnego OSD. Pilotaż miał na celu sprawdzenie również potrzeb lokalnych OSD w zakresie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, jednak ze względu na bardzo łagodną zimę 2019/2020 nie było lokalnych ograniczeń przesyłowych, którymi należałoby się zająć. Również zatory na poziomie regionalnym były mniejsze niż zwykle. Następujący dostawcy usług elastycznych (FSP) zarejestrowali się do udziału w demonstratorze z Uppsala.

FSP	Grid connection	Installed capacity
aggregator (340 domestic heating pumps)	local grid	1.5 MW
heating pump (industry)	local grid	1 MW
heating pumps (housing)	local grid	3*0.15 MW
electric vehicle charger (housing)	local grid	0.025 MW
electric boiler (district heating)	regional grid	60 MW
heat pump (heating company)	local grid	8 MW
waste incineration (heating company)	local grid	10 MW
gas turbine (heating company)	local grid	16 MW

Tab. 3 Udział dostawców usług elastyczności w pilotażu CoordiNet w Uppsala.

Pilotaż trwał 83 dni w zimę na przełomie 2019 i 2020 r. W tym okresie łącznie na cele zarządzania ograniczeniami regionalnego OSD zakontraktowano 3,26 GWh. Zapotrzebowanie na elastyczność występowało w 16 dniach, łącznie przez 172 godziny. W czasie trwania pilotażu w jednym dniu doszło do przeciążenia sieci.



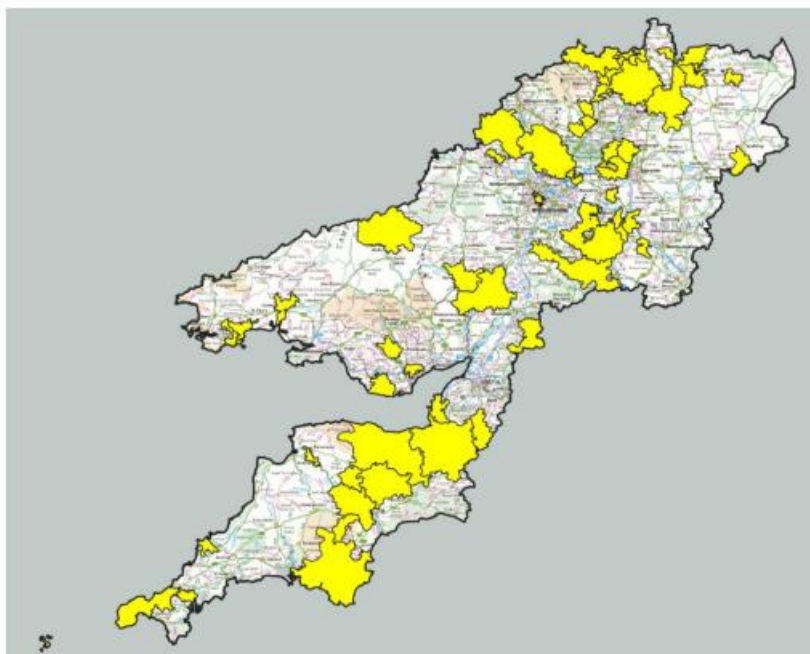
Rys. 8 Wyniki pilotażu CoordiNet w Uppsala. Pierwszy wykres pokazuje wielkość zakontraktowanej elastyczności na dany dzień. Środkowy wykres przedstawia prognozę zapotrzebowania OSD. Ostatni wykres przedstawia rzeczywisty przepływ (czarna krzywa) oraz ograniczenie sieciowe OSD (czerwona prosta).

2.2.13 Western Power Distribution (Flexible Power)²⁶

W 2016 r. operator Western Power Distribution uruchomił program i platformę do zarządzania usługami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej²⁶. WPD wyróżnia trzy rodzaje usług elastyczności: Secure, Dynamic i Restore opisanych szczegółowo w rozdziale o platformie Flexible Power. Usługi te służą kolejno do zarządzania ograniczeniami sezonowymi (secure), występującymi podczas prac eksploatacyjnych (dynamic) oraz wsparcia odbudowy systemu (restore). Usługi kontraktowane są w aukcjach dotyczących dostawy do konkretnego obszaru sieciowego, nazwanego strefą zarządzania ograniczeniami CMZ. Poniższa ilustracja (Rys. 9) przedstawia strefy zarządzania ograniczeniami, dla których aukcje przeprowadzane były w 2021 r.

²⁶ <https://www.flexiblepower.co.uk>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”



Rys. 9 Strefy zarządzania ograniczeniami na obszarze południowo-zachodniej Wielkiej Brytanii. Obszar działania operatora Western Power Distribution. Aukcje na usługi elastyczności przeprowadzane są per strefa zarządzania ograniczeniami.

Aukcje organizowane są typowo dwa razy do roku. Wyniki aukcji i inne dokumenty WPD dostępne są pod adresem: <https://www.flexiblepower.co.uk/tools-and-documents>. W pierwszej aukcji 2021 r. wyniki wyglądały tak jak prezentuje je Tab. 4.

COUNTERPARTY	VOLUME AWARDED	PRICING STRUCTURE	SERVICES	£ PRICE AWARDED (A/U) ³	TECHNOLOGY	CONTRACT LENGTH
Lightsource Labs Holdings Limited	0.015	Fixed	Secure Dynamic Restore	125/175 5/300 0/600	Battery	1 year
Zenobe Energy Limited	0.7	Fixed	Dynamic Restore	5/300 0/600	Battery	1 year
Cynon Power Limited	16	Fixed	Secure Restore	125/175 0/300	Engine (combustion / reciprocating)	4 years

Tab. 4 Wyniki aukcji 1 w 2021 r. Tabela przedstawia zgłoszone oferty, które otrzymały umowę na świadczenie usług. Kolumna PRICE AWARDED (A/U) oznacza płatność za gotowość (availability) i za wykonanie (utilization).

Aukcja 1 w 2021 r. została otwarta 11 stycznia a zamknięta 19 marca. W aukcji 1 wzięło udział 3 dostawców elastyczności składających 5 oddzielnych ofert. 5 z 38 stref zarządzania ograniczeniami otrzymało oferty. W żadnej aukcji nie została osiągnięta wystarczająca płynność rynku by zastosować konkurencyjny mechanizm wyznaczania ceny „pay as cleared”. W zamian oferty biorące udział w aukcji otrzymały domyślne ceny „fixed”. Łącznie zakontraktowanych zostało 16 MW z 9 fizycznych jednostek.

Aukcja 2 została ogłoszona 28 czerwca 2021 r. a jej wyniki zostały ogłoszone 11 września tego samego roku. Wyniki aukcji wyglądają następująco (Tab. 5):

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

COUNTERPARTY	VOLUME AWARDED	PRICING STRUCTURE	SERVICES	£ PRICE AWARDED (A/U) ³	TECHNOLOGIES	CONTRACT LENGTH
Lightsource Labs Holdings Limited	0.0144	Fixed	Secure Dynamic Restore	125/175 5/300 0/600	Renewable Generation	4 years
Octopus Energy Limited	149.53	Fixed	Secure Dynamic Restore	125/175 5/300 0/600	Flexible Demand	4 years
Conrad Energy (Trading) Limited	100.2	Fixed	Secure Dynamic Restore	125/175 5/300 0/600	Non-renewable Generation Storage	4 years
Electric Miles Limited	2.85	Fixed	Secure Dynamic Restore	125/175 5/300 0/600	Flexible Demand	4 years

Tab. 5 Wyniki aukcji 2 w 2021 r. Tabela przedstawia zgłoszone oferty, które otrzymały umowę na świadczenie usług. Kolumna PRICE AWARDED (A/U) oznacza płatność za gotowość (availability) i za wykonanie (utilization).

W aukcji zakontraktowano łącznie 252 MW elastyczności w 64 fizycznych jednostkach, z czego 54 były to jednostki aktywnego odbioru o łącznej mocy 152 MW. W aukcji 2 uczestniczyło 4 niezależnych agregatorów lub FSP, warto wskazać, iż wszystkie z 44 stref zarządzania ograniczeniami otrzymały oferty w prowadzonych aukcjach. W żadnej strefie poziom ofertowania nie wystarczył do zastosowania mechanizmów konkurencji cenowej – oferty otrzymały wycenę „fixed”. Wszystkie kontrakty zostały zawarte na okres 4 lat. Rodzaje technologii dostarczające usługi elastyczności przedstawione zostały poniżej (Tab. 6).

Asset type	No.	MW
Renewable Generation	6	37.018
Non-renewable Generation	2	13.2
Storage	1	50
Flexible Demand	54	152.38
Other	0	0
Unrecruited/unknown	0	0
Total	63	252.598

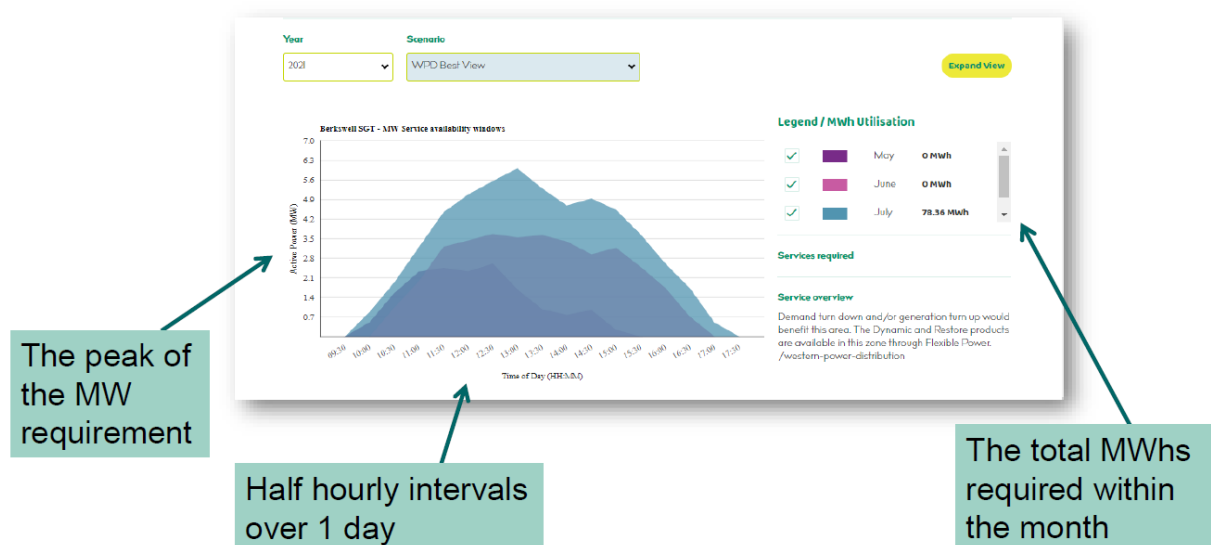
Tab. 6 Rodzaje technologii świadczące usługi elastyczności w wyniku aukcji 2 w 2021 r.

3. Market design rynków elastyczności

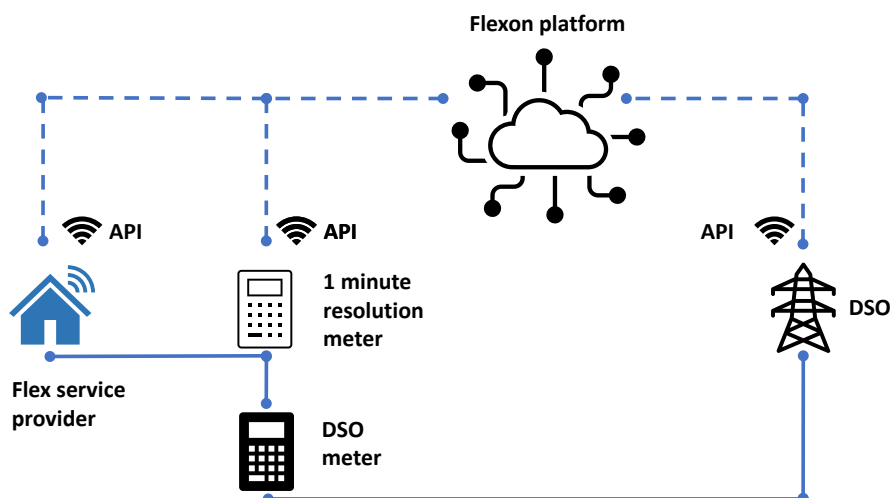
3.1 Platforma FlexOn

Platforma FlexOn została zaprojektowana w oparciu o rozwiązania funkcjonujące w Wielkiej Brytanii na przykładzie platformy Flexible Power, wspomnianej już w sekcji pt. 2.2.13 *Western Power Distribution (Flexible Power)*. Materiały źródłowe do przygotowania poniższego dokumentu można znaleźć pod adresem <https://www.flexiblepower.co.uk/tools-and-documents>. Większość zagadnień zaprezentowanych w tym rozdziale zostanie zilustrowana na przykładzie tej platformy.

Zadaniem platformy FlexOn jest dostarczenie mocy w konkretnych obszarach sieci, nazwanych Obszarami Zarządzania Ograniczeniami. Obszar sieci wchodzący do danego OZO zależy od potrzeb OSD, typowo są to obszary, których granice stanowią transformatory WN/SN lub SN/nN. Dla danego OZO określany jest profil zapotrzebowania na moc w celu usunięcia ograniczeń sieciowych. Profil zapotrzebowania określony jest na każdy miesiąc w roku w rozdzielczości półgodzinnej. Profil zapotrzebowania na moc danego OZO przedstawiony jest na ilustracji poniżej:



Rys. 10 Ilustracja zapotrzebowania na moc dla Obszarze Zarządzania Ograniczeniami w sieci OSD. Zapotrzebowanie na moc wynika z analizy danych historycznych OSD i jest zdefiniowane w interwałach półgodzinnych w podziale na miesiące.



Rys. 11 Architektura rozwiązania IT platformy FlexOn. Usługodawca oraz usługobiorca (np. OSD) komunikują się z platformą za pomocą wystandaryzowanego API. Usługodawca we własnym zakresie instaluje licznik energii, pomiędzy siecią elektroenergetyczną a posiadanymi zasobami elastyczności, w tym samym punkcie co istniejący licznik OSD. Licznik DE komunikuje się z platformą FlexOn w rozdzielczości jednoczynowej w celu aktywacji, zatrzymania, monitorowania i rozliczania usługi.

Platforma FlexOn komunikuje się z użytkownikami za pomocą Application Programming Interface w oparciu o protokół REST. W celu zapisania się na platformę dostawca usługi elastyczności przechodzi przez proces integracji z API w oparciu o urządzenia pomiarowe i komunikacyjne instalowane po swojej stronie. Obowiązkiem użytkownika jest instalacja urządzeń pozwalających na poprawną komunikację z API platformy, co jest weryfikowane w procedurze certyfikacji usługodawców opisanej poniżej. Pierwszym etapem procedury certyfikacji jest wypełnienie formularza rejestracyjnego. Kolejnymi etapami dla usługodawców dysponujących zasobami elastyczności na obszarze objętym aukcją są: instalacja urządzeń pomiarowych, integracja z API zakończona testem komunikacji oraz podpisanie warunków i regulaminu platformy.

3.2 Rodzaje usług elastyczności

3.2.1 Główne cechy

Elastyczność, rozumiana jako możliwość dynamicznego modyfikowania zapotrzebowania czy generacji jest efektywnym kosztowo środkiem przeciwdziałania zmienności i niepewności wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego przez odnawialne źródła energii i nowe obciążenia. Elastyczność użytkownika i świadczenie usług systemowych, może stanowić alternatywę dla modernizacji sieci, ponieważ pozwala ona na ograniczenie lub bezterminowe odroczenie inwestycji sieciowych.

Elastyczność i świadczenie usług systemowych pozwala zbilansować podaż i zapotrzebowanie na energię elektryczną w dowolnej skali czasu, zarówno w pracy normalnej, jak i awaryjnej, skutecznie radząc sobie ze zmiennością obciążeń i generacji. W ogólności, do usług elastyczności należy:

- zmiana (zwiększenie lub zmniejszenie) generacji na żądanie,
- redukcja zapotrzebowania na żądanie (np. usługi DSR).

Warto dodać, że moc bierna, obok czynnej, może być istotnym elementem charakteryzującym źródła elastyczności. W szczególności, generatory mocy biernej w dystrybucji rozproszonej mogą być wykorzystane do złagodzenia problemów związanych ze sterowaniem napięciem w sieci dystrybucyjnej. Zostało to przeanalizowane w Deshmukh S, Natarajan B., Pahwa "A Voltage/VAR Control in Distribution Networks via Reactive Power Injection Through Distributed Generators", https://www.researchgate.net/publication/260647992_VoltageVAR_Control_in_Distribution_Networks_via_Reactive_Power_Injection_Through_Distributed_Generators.

Zostało również zaproponowane, by usługi w zakresie rezerwy mocy, takiej jak mFRR, aFRR czy RR, pozostające w tej chwili w kompetencji OSP (rynek bilansujący) były przeniesione o poziom niżej, stając się dostępne dla OSD. Wymagałoby to zaprzęgnięcia nowych mechanizmów rynkowych, umożliwiając lepszą koordynację oraz wykorzystanie lokalnych źródeł.

Produkty elastyczności dostarczane przez usługodawców takich jak właściciele farm wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych, obejmują lokalne źródła OZE bądź usługi redukcji zapotrzebowania energii na życzenie (np. DSR przemysłowy). W zależności od specyfiki i ilości takich usług, w praktyce oznacza to mniej lub bardziej złożoną rozbudowę lokalnej sieci związanej z danym OSD. Nietrywialnym problemem, obok zapewnienia spełnienia podstawowych kryteriów niezbędnych przy certyfikacji zaangażowanych jednostek, staje się wpływ nowych źródeł energii na samą sieć. Konieczne jest zweryfikowanie spełnienia podstawowych kryteriów, takich jak dopuszczalna maksymalna moc przyłączeniowa, w procesie analizy wykorzystania potencjalnych ofert od lokalnych usługodawców. Zakładając spełnienie wyżej wymienionych założeń, włączenie elastyczności może okazać się korzystne nie tylko w sytuacji ewentualnego zwiększonego zapotrzebowania, ale również innych potencjalnie istotnych problemów. Przykładowo, mogą one być związane z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w czasie remontów, bądź być podyktowane gotowością reakcji w odpowiedzi na stany awaryjne. W tym

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

kontekście, rozważyć można cały zakres usług elastyczności, opartych na lokalnych dostawcach. Obok wielkości zadeklarowanej mocy oraz ceny, istotnym czynnikiem związanym z wyborem konkretnego produktu jest lokalizacja i ewentualnie czas trwania usługi. W przypadku źródeł OZE dodatkowo dochodzą współczynniki wykorzystania mocy CF i odpowiednie przykładowe profile wiatru czy nasłonecznienia.

3.2.2 Metoda wyznaczania Bazowego Poziomu Mocy

Produkty elastyczności typowo polegają na zmianie zachowania dostawcy, poprzez zmianę jego typowego profilu poboru lub generacji energii. Aby określić, czy do takiej zmiany doszło, należy określić typowy profil mocy nazwany *baseline*. Wartości *baseline* są punktami odniesienia do wyznaczenia poziomu wykonania usługi oraz wynagrodzenia. Poziom *baseline* jest wyznaczany w analogiczny sposób dla mocy dostarczanej w ramach generacji, jak i w ramach obniżenia zapotrzebowania na cel realizacji usługi elastyczności. Przyjęta metoda wyznaczania *baseline* opiera się o średni poziom mocy generowanej lub pobieranej w dniach roboczych w trzech tygodniach poprzedzających okres świadczenia usługi w przedziale godzin 15:00–20:00. Wynikiem metody wyznaczania poziomu bazowego jest jedna wartość determinująca poziom, od której liczony jest stopień wykonania usługi w oknie aktywacji.

3.2.3 Katalog usług elastyczności: platforma FlexOn

Platforma FlexOn umożliwia pozyskiwanie usług elastyczności przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego i Przesyłowego (opcjonalnie) u rozproszonych dostawców usług elastyczności. Usługi mają za zadanie wsparcie OSD w zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi oraz reagowaniu na inne zjawiska sieciowe. Usługi elastyczności stanowią alternatywne rozwiązanie do inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną i przesyłową w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu i zachowania jakości energii. Możliwe do zakontraktowania usługi zostały podzielone na kategorie Secure, Dynamic i Restore, opisane w tabeli poniżej:

	Secure	Dynamic	Restore
Cel	Zarządzanie ograniczeniami przed zdarzeniem	Zarządzanie ograniczeniami po zdarzeniu	Wsparcie odbudowy systemu
Opis	Ograniczanie przewidywalnych przeciążeń w sieci (np. szczytów zapotrzebowania)	Wsparcie funkcjonowania systemu przy specyficznych konfiguracjach sieci (np. podczas planowanych remontów, n-k)	Wsparcie rozruchu po awarii bądź utrzymanie pracy w układzie wyspowym.
Wynagrodzenie za gotowość	średnie	niskie	brak

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Wynagrodzenie za aktywację	średnie	wysokie	premium
Deklaracja usługi	Tydzień przed	Tydzień przed	Tydzień przed
Akceptacja wyniku aukcji	Tydzień przed	Tydzień przed	Automatyczna akceptacja
Powiadomienie o aktywacji	Tydzień przed	15 minut przed	15 minut przed
Pora roku	Wszystkie	Lato	Wszystkie
Licznik OSD na przyłączy	Pół godzinny	Pół godzinny	Pół godzinny
Generacja	Tak	Tak	Tak
DSR	Tak	Tak	Tak

Tab. 7 Zestawienie kategorii usług elastyczności

3.3 Charakterystyka uczestników rynku usług elastyczności

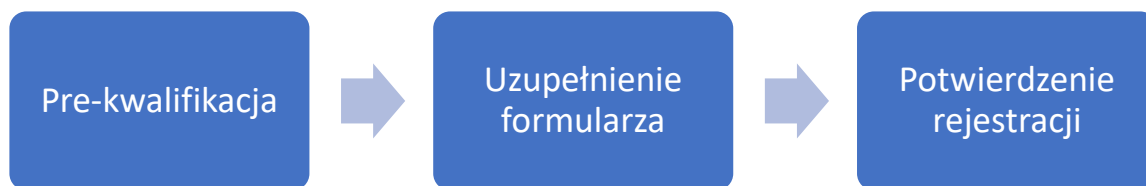
Dostawcami usług elastyczności mogą być zarówno firmy świadczące takie usługi, jak i prosumenci. Ci ostatni mają szansę wziąć udział w rynku dzięki agregatorom umożliwiającym przygotowanie zagregowanych, większych ofert, mających szansę zaistnienia na rynku usług elastyczności.

W ramach pakietu CEP oraz w celu wzmocnienia pozycji klientów i aktywnego udziału w rynku, należy domyślnie poszukiwać rozwiązań rynkowych w zakresie elastyczności zamówień. W związku z tym OSD powinni działać w roli neutralnych podmiotów ułatwiających regulację rynku. Ponadto należy zapewnić widoczność uczestnikom rynku, a potrzeby OSD należy zawsze odpowiednio i w przejrzysty sposób komunikować, zarówno w perspektywie długoterminowej, jak i krótkoterminowej. Są one potrzebne, aby umożliwić wydajną elastyczność zamówień, stworzyć sprzyjające środowisko i zaprojektować rynkowe podejście do zamówień w dialogu z interesariuszami.

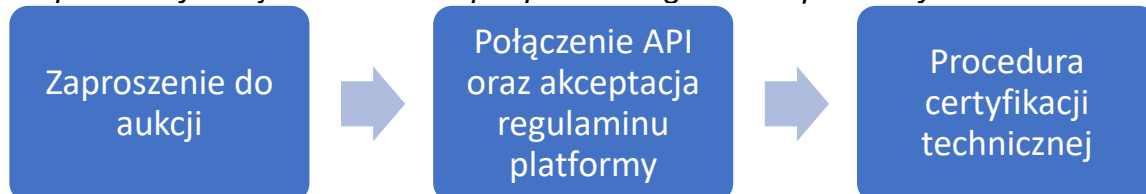
3.3.1 Procedura certyfikacji usługodawców na przykładzie platformy FlexOn

W pierwszym kroku tworzony jest rejestr dostawców usług elastyczności, którzy pozytywnie ukończyli etap pre-kwalifikacji. Na tym etapie zbierane są podstawowe dane kontaktowe, lokalizacyjne oraz te dotyczące dostępnych zasobów elastyczności. W drugim etapie do DUE znajdujących się w rejestrze wysyłane są zaproszenia do udziału w aukcji. Jeżeli DUE jest zainteresowany udziałem w aukcji, dochodzi do procedury certyfikacji technicznej, podczas której weryfikowana jest łączność pomiędzy protokołem komunikacyjnym Platformy a zasobami po stronie DUE. Na etapie certyfikacji podpisany jest również regulamin OZO określający zobowiązania stron biorących udział w aukcji, a następnie wykonania, monitorowania i rozliczenia usługi.

Etap 1: Rejestr dostawców elastyczności



Etap 2: Certyfikacja techniczna i podpisanie regulaminu platformy



Rys. 12 Ilustracja etapów procesu certyfikacji usługodawców na przykładzie platformy FlexOn

Opis etapu 1: Rejestr dostawców elastyczności

Na tym etapie usługodawca wypełnia formularz rejestracyjny zawierający informacje o posiadanych zasobach elastyczności oraz ich dostępności. Nie jest dokonywana próba nawiązania komunikacji poprzez API platformy. Usługodawca nie jest na tym etapie przypisywany do Obszaru Zarządzania Ograniczeniami. Formularz wypełniany jest online jednorazowo przez stronę zgłaszającą się na platformę.

Przykładowy Formularz pre-kwalifikacyjny

Część 1: Dane dostawcy usługi elastyczności	
Imię i nazwisko / Firma	
Kod pocztowy	
Adres email	
Telefon	
Zdolności techniczne	
Czy posiada możliwość techniczną dostarczenia 1-minutowych pomiarów dla wszystkich Punktów Dostarczania Elastyczności (tak/nie)?	
Czy posiada zdolność zdalnego sterowania wszystkimi punktami dostarczania elastyczności (tak/nie)?	

Część 2: Podstawowe dane Punktów Dostarczania Elastyczności (PDE)				
	Przykład	PDE 1	PDE 2	[Dodaj kolumny]
Nazwa punktu				
Adres				
Kod pocztowy				
Numer licznika energii (8-cyfrowy)				

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Jakie źródło/a dostępne są w PDE?	Generator diesel			
Jaka jest szczytowa moc tych źródeł?	100 kW			
Jaka moc źródeł dostępna jest na usługi elastyczności?	100 kW			
Czy w przypadku wezwania możliwa jest odpowiedź w przeciągu 15 minut?	tak			
Jaki jest maksymalny czas utrzymania odpowiedzi?	2,5 h			
Czy PDE dostarcza już usługi DSR na inny rynek?	Tak			
Dane źródeł wytwórczych				
Typ generatora (CHP / Magazyn / Generator rezerwowy / ...)	Generator rezerwowy			
Moc nominalna	100 kW			
Paliwo	Diesel			
[W przypadku większej ilości generatorów dodaj pola]				
Dane kontaktowe PPE				
Imię i nazwisko				
Telefon				
Email				
Informacje dodatkowe				

Wymagania dotyczące usług

Poniższy rozdział przedstawia fragmenty regulaminu platformy, które określają wymagania techniczne i określają odpowiedzialność dostawcy usług elastyczności w aspektach technicznych i monitorowania danych służących do rozliczenia usługi. Tabela przedstawia zobowiązania techniczne w stosunku do urządzeń i układu pomiarowego po stronie DUE:

1.	Elastyczne urządzenia wchodzące w skład DER muszą być połączone i zdolne do zapewnienia określonego w umowie rodzaju reakcji z obszaru Sieci objętego ograniczeniem (reprezentowanego przez Strefę).
----	--

Raport: „Kompilacja wiedzy o usługach elastyczności”

2.	Generatory eksportujące i aktywa magazynowe o mocy większej niż 16 A na fazę muszą posiadać długoterminowe połączenie równoległe zgodne z wymogami EREC G59 lub G99. Dopuszczalne są połączenia elastyczne lub czasowe, z zastrzeżeniem warunków dotyczących połączenia. Elektrownie o mocy mniejszej niż 16 A na fazę muszą spełniać wymogi EREC G83 lub G98.
3.	DER musi być w stanie dostarczać na polecenie zakontraktowany rodzaj usługi, z sieci lub do sieci.
4.	„Elastyczna MW” to wielkość dodatkowego zużycia lub wytwarzania, którą można elastycznie dostosować w stosunku do określonego poziomu bazowego. Musi ona wynosić co najmniej 1kW z jednego lub więcej urządzeń składających się na DER, musi być dostarczona niezawodnie i w całości, jest ustalona na czas trwania okresu świadczenia usługi i musi mieścić się w warunkach określonych w umowie przyłączeniowej każdego urządzenia.
5.	DER posiada deklarowany zestaw parametrów zdolności, a każdy deklarowany zestaw parametrów zdolności posiada pojedynczy punkt komunikacji i kontroli.
6.	Każdy obiekt wchodzący w skład zestawu DER powinien posiadać pomiary minutowe o wystarczającej dokładności, aby umożliwić Spółce monitorowanie świadczenia Usług Elastyczności. Dane pomiarowe będą udostępniane Spółce w formie elektronicznej poprzez Portal Klienta. Punkt pomiarowy powinien znajdować się na granicy pomiędzy Zakładem, na którym zlokalizowane jest urządzenie DER, a Siecią [dystrybucyjną] lub na zaciskach urządzenia, jeżeli Spółka wyrazi na to zgodę. Dostawca powinien być w stanie przedstawić na żądanie szczegóły techniczne dotyczące licznika oraz schemat jednokreskowy DER.

Poniższe punkty określają zasady, w oparciu o które weryfikowana jest poprawność danych pomiarowych dostarczanych przez DUE na platformę.

Opis etapu 2: Procedura certyfikacji technicznej

Zaproszenie do aukcji wysyłane jest do wszystkich usługodawców widniejących w rejestrze. W przypadku chęci wzięcia udziału w aukcji przez DUE rozpoczyna się proces certyfikacji technicznej – Procedura Certyfikacji Technicznej. W kolejnych krokach PCT oceniane jest spełnienie warunków w kategoriach SPEŁNIONE/NIESPEŁNIONE. Procedura składa się z następujących kroków:

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Krok	Warunek	Spełnione/Niespełnione
1	PDE znajduje się na OZO, którego dotyczy Aukcja.	
2	DUE zobowiązuje się zainstalować urządzenia komunikujące się z API platformy.	
3	Istnieje możliwość dostarczania danych w rozdzielczości minutowej poprzez API.	
4	Istnieje możliwość odpowiedzi w przeciągu 15 minut i utrzymania odpowiedzi przez co najmniej 30 minut.	
6	Każde ze źródeł jest wybudowane i podłączone do sieci lub wydana została zgoda na przyłączenie w terminie przed aktywacją usługi na danym OZO.	
7	Świadczenie usługi nie tworzy konfliktu z innymi zobowiązaniami usługodawcy (np. warunkami przyłączenia do sieci).	
8	Akceptacja potencjalnej ceny ustalonej za świadczenie usługi.	
9	Zaakceptowano regulamin OZO/OSD.	

Test komunikacji

W przypadku spełnienia wszystkich warunków usługodawca instaluje po swojej stronie urządzenia rejestracyjne i komunikujące się z API platformy. Użytkownik loguje się na platformę pierwszy raz i rejestruje swój punkt dostarczania elastyczności. W środowisku testowym platformy przeprowadzany jest test komunikacji. Podczas testu komunikacji pracownik platformy prosi użytkownika o:

1. Zarejestrowanie PDE na środowisku testowym platformy.
2. Przesłanie próbki danych w rozdzielczości 1 minutowej.
Dane wysyłane przez API muszą zawierać:
 - a. obecne wykorzystanie mocy w kW ze znacznikiem czasowym, identyfikatorem PDE oraz identyfikatorem usługi,
 - b. awaryjny sygnał STOP użytkownika ze znacznikiem czasowym, identyfikatorem PDE oraz identyfikatorem usługi.
3. Wysyłane są sygnały START/STOP i weryfikowana jest reakcja po stronie użytkownika. Użytkownik musi otrzymać:
 - a. sygnał START usługi ze znacznikiem czasowym oraz identyfikatorem PDE i usługi,
 - b. sygnał STOP usługi ze znacznikiem czasowym oraz identyfikatorem PDE i usługi.

Po pozytywnym zakończeniu testu komunikacji użytkownik uzyskuje własny klucz szyfrujący (token), za pomocą którego może zalogować się do wersji live platformy. Po zalogowaniu się do wersji live użytkownik jeszcze raz może potwierdzić komunikację pomiędzy własnymi urządzeniami a platformą oraz rozpocząć korzystanie z funkcjonalności platformy w celu świadczenia usług elastyczności.

Do podstawowych funkcjonalności platformy należą:

- składanie deklaracji w odpowiedzi na zapotrzebowanie elastyczności w danym OZO,
- wyznaczanie przebiegów bazowych do parametryzacji usługi DSR i elastyczności,
- komunikacja pomiędzy OSD a DUE, wysyłanie i odpowiedź na sygnały START/STOP,
- wgląd w raporty zdarzeń i raporty okresowe.

3.4 Rodzaje platform ofertowych i mechanizmy rynkowe

„Platforma elastyczności” to koncepcja rozwiązania IT, w ramach której nabywca elastyczności (zwykle OSP i OSD) może spotkać się z dowolnym dostawcą usług elastyczności celem zakupu określonego produktu. Ważne jest przy tym, aby zagwarantować dostępność wielu produktów elastyczności oraz udział w rynku.

3.4.1 Przegląd wybranych modeli rynkowych

Zaprezentowany poniżej przegląd zaczerpnięto z pracy „DSO Flexibility Market Framework for Renewable Energy Community of Nanogrids”²⁷.

Europejski Projekt Badawczy Smart-Net analizuje i porównuje kilka modeli interakcji pomiędzy OSP i OSD pod kątem wymiany informacji w celu monitorowania i nabywania usług pomocniczych. Celem projektu była analiza kilku schematów koordynacyjnych oceniających efektywność z punktu widzenia techniczno-ekonomicznego, przy założeniu scenariusza, w którym lokalne potrzeby na usługi regulacyjne w systemach dystrybucyjnych współistnieją z potrzebami systemowymi na usługi pomocnicze (bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami). W rzeczywistości optymalne wykorzystanie zasobów rozproszonych wymaga schematów koordynacji między operatorami systemów. Zwiększając poziom koordynacji, operatorzy systemów są w stanie skutecznie wzajemnie wspierać działanie swoich sieci, minimalizując ryzyko, że działania podejmowane przez jednego operatora są sprzeczne z działaniami podejmowanymi przez drugiego. W związku z tym operatorzy systemów zobligowani są do współpracy w celu zwiększenia obserwowalności sieci, poprawy jakości jej danych i przejrzystości. Potrzeba większej współpracy między operatorami systemów jest uznawana za kluczowy element, zwłaszcza w scenariuszu, który zakłada dużą obecność zakładów produkcyjnych z odnawialnych źródeł energii w sieciach oraz rosnący udział DER w rynkach usług pomocniczych. Wiele badań koncentrowało się w dużej mierze na wpływie i możliwościach OZE i DER w dostarczaniu usług operatorom systemów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej, w tym na mechanizmach cenowych i relacjach między agregatorami a OSD.

²⁷ I. Bouloumpasis, D. Steen, *DSO Flexibility Market Framework for Renewable Energy Community of Nanogrids*, <https://research.chalmers.se>.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Scentralizowany model rynku AS: CS_A

Model scentralizowanego rynku AS charakteryzuje się jednolitym rynkiem AS dla zasobów podłączonych zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Rynek ten jest zarządzany przez OSP, który jest również jedynym nabywcą i pozyskuje usługi bezpośrednio z rozproszonych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Rola OSD jest bardzo ograniczona. W rzeczywistości OSD nie jest zaangażowany w nabywanie i uruchamianie elastyczności przez OSP, z wyjątkiem przypadku gdy wdrażany jest proces wstępnej kwalifikacji systemu. Prekwalifikację można zdefiniować jako proces, który odbywa się przed rynkiem, poprzez który OSD weryfikuje, czy zamówione przez OSP uruchomienie zasobów w sieci dystrybucyjnej nie prowadzi do dalszych problemów w sieci dystrybucyjnej.

Model współdzielonej odpowiedzialności za bilansowanie: CS_C

Model współodpowiedzialności za bilansowanie składa się z rynku AS dla zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej zarządzanej przez OSP oraz rynku lokalnego dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Dzielone obowiązki pomiędzy OSP i OSD są uporządkowane zgodnie z ustalonym harmonogramem zasobów. Różnica w stosunku do dotychczasowego schematu koordynacji polega na tym, że zasoby z sieci dystrybucyjnej nie mogą być oferowane na rynku OSP, a każdy operator systemu działa na zasobach przyłączonych do własnej sieci. W ten sposób OSP przenosi na OSD odpowiedzialność za bilansowanie lokalne, pozostając jednocześnie odpowiedzialnym za bilansowanie sieci przesyłowej. W odróżnieniu od pozostałych schematów koordynacji OSD przejmuje nową rolę, a mianowicie odpowiedzialność za bilansowanie sieci dystrybucyjnej zgodnie z wcześniej zaplanowanym harmonogramem (profilem) pomiędzy OSP a OSD.

Model rynku wspólnego OSP-OSD: CS_D

W tym modelu zarówno zasoby przyłączone do przesyłu, jak i przyłączone do systemu dystrybucyjnego uczestniczą w tym samym rynku. Elastyczność przypisuje się operatorowi systemu, który ma najwyższy priorytet, w celu zmniejszenia kosztów całkowitych i maksymalizacji dobrobytu społecznego. W związku z tym nie ma początkowego priorytetu dla OSP lub OSD. Model ten ma dwie alternatywy: scentralizowaną, gdzie wszystkie oferty odbywają się w ramach jednej sesji rynkowej, uwzględniając ograniczenia zarówno sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, oraz zdecentralizowaną (dla symultanicznej), gdzie wyniki pierwszej sesji rynkowej oparte na potrzebach systemu dystrybucyjnego są wykorzystywane jako dane wejściowe do drugiej optymalizacji rynku, która uwzględnia również ograniczenia systemu przesyłowego. Drugi wariant jest podobny do modelu rynku lokalnego, z tym że w tym schemacie OSD nie ma pierwszeństwa wykorzystania zasobów lokalnych, gdyż zasoby te przydzielane są operatorowi systemu o najwyższym priorytecie.

Zintegrowany model rynku elastyczności CS_E

W tym modelu rynek jest otwarty zarówno dla podmiotów regulowanych (OSP, OSD), jak i nieregulowanych (agregatorzy, uczestnicy rynku komercyjnego). Obecność stron niepodlegających regulacji wymaga obecności niezależnego operatora rynku w celu zapewnienia neutralności, który odgrywa rolę w zarządzaniu danymi i kompensowaniu rynku.

Wspólny rynek elastyczności jest zorganizowany według serii aukcji i jest zarządzany przez niezależnego/neutralnego operatora rynku. Nie ma priorytetu, a zasoby są przydzielane stronom, które mają najwyższą dostępność do zapłaty.

3.4.2 Platforma FlexOn: aukcje

Centralnym punktem mechanizmów rynkowych są aukcje. Poniżej omówimy rozwiązania, bazując na projekcie platformy FlexOn.

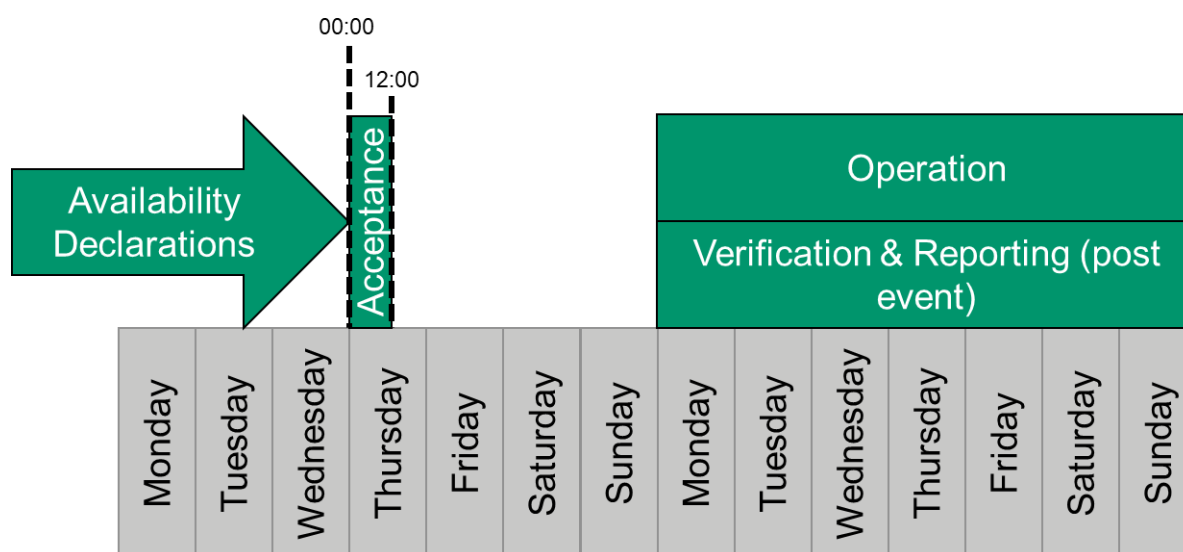
Aukcje na świadczenie usług elastyczności organizowane są co tydzień. Użytkownicy, którzy przeszli etap certyfikacji, mogą zgłaszać swój udział w każdej aukcji na terenie swojego OZO. Zgłoszenia użytkowników (Availability Declarations) zbierane są każdego tygodnia do środy do godziny 24:00. Użytkownicy deklarują, ile MWh są w stanie dostarczyć oraz po jakiej cenie (zasady doboru ofert przedstawione są w rozdziale poniżej). Następnie OSD analizuje dostępne oferty i wybiera zbiór ofert do realizacji usługi. Wybrane oferty świadczą jedną z trzech kategorii usług (Secure, Dynamic, Restore) przez następny tydzień, od poniedziałku 00:00 do niedzieli 24:00. Okna czasowe, czas aktywacji oraz płatność za gotowość vs. wykonanie są różne w zależności od kategorii usługi.

Dla usługi Secure akceptacja oferty oznacza, że usługa zostanie aktywowana. Użytkownicy otrzymują sygnał START na 15 minut przed oknem aktywacji. Okna czasowe znane są z góry, od początku tygodnia.

Dla usługi Dynamic aktywacja usługi zależy od warunków sieciowych. Sygnał START jest wysyłany 15 minut przed aktywacją usługi.

Dla usługi Restore aktywacja usługi zależy od warunków sieciowych. Oczekuje się jak najszybszej reakcji od DUE po otrzymaniu sygnału START.

Sygnały START wysyłane są poprzez API platformy FlexOn.



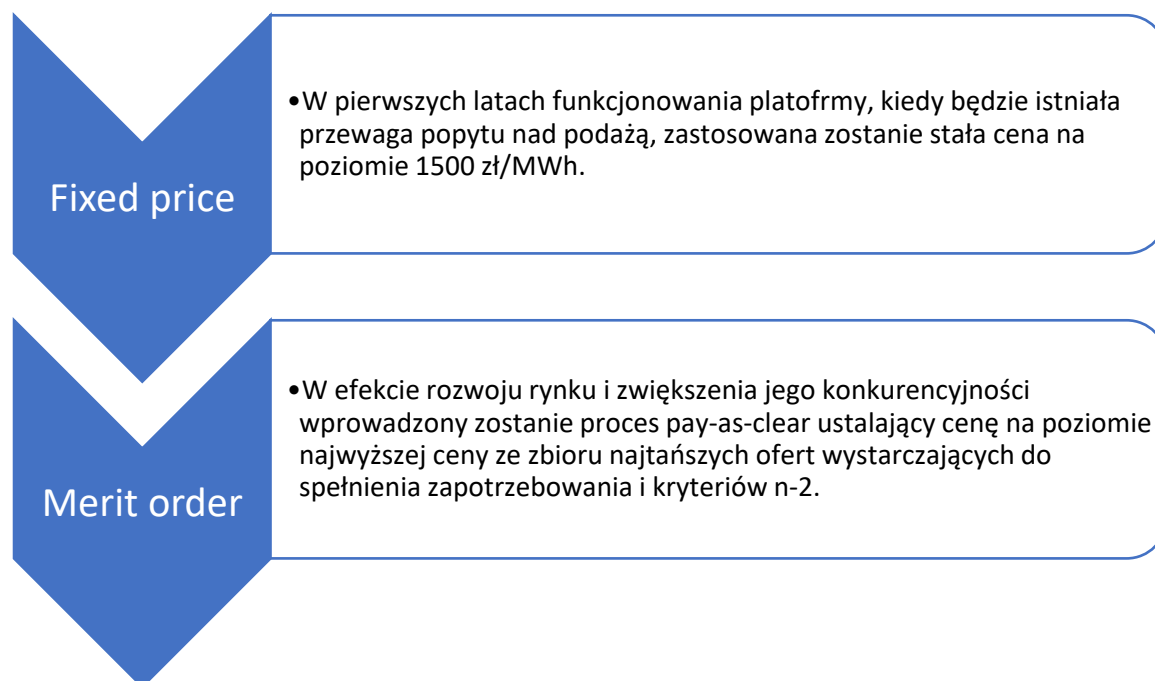
Rys. 13 Harmonogram doboru ofert. Usługodawcy zgłaszają oferty na następny tydzień do godziny 24:00 w środę. W czwartek do godziny 12:00 OSD dobierają zbiór ofert realizujących zapotrzebowanie. Usługi świadczone są przez następny tydzień od poniedziałku, godziny 00:00 do niedzieli godziny 24:00.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

3.4.3 Metoda doboru ofert

Dobór ofert jest podzielony na dwa etapy zilustrowane na Rys. 14.

W pierwszym etapie (fixed price) do świadczenia usługi będą dopuszczane wszystkie oferty na danym OZO. W przypadku przewagi podaży nad popytem zostanie wprowadzony mechanizm rynkowy dobierający najtańsze oferty przy zastosowaniu ceny maksymalnej na podobnym poziomie do ceny z etapu fixed price (1500 PLN/MWh). DUE składają jedną ofertę cenową, obejmującą płatność zarówno za gotowość, jak i za usługi.



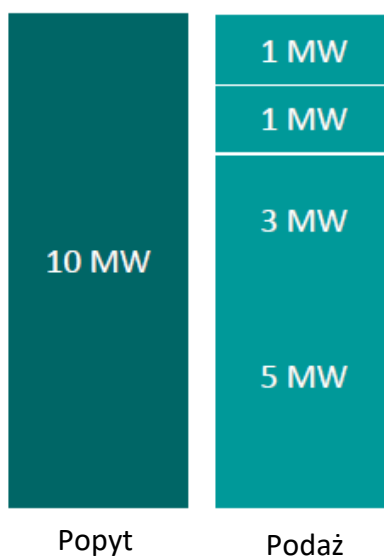
Rys. 14 Ilustracja etapów procesu doboru ofert.

Cena następnie rozkładana jest na elementy usługi według następującego klucza:

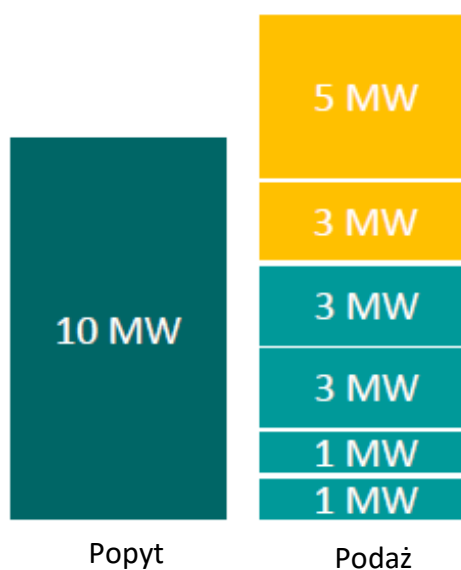
	Gotowość	Aktywacja
Secure	40,0%	60,0%
Dynamic	5,0%	95,0%
Restore	2,5%	97,5%

Tab. 8 Zestawienie podziału kosztów usług.

Na ilustracjach poniżej przedstawione są scenariusze rozwiązania aukcji, w zależności od stosunku popytu do podaży oraz spełnienia kryterium N-2. Poniższe scenariusze (1 i 2) ilustrują sytuację, gdy nie występuje wystarczająca przewaga popytu nad podażą, by zastosować mechanizmy rynkowe ustalania ceny. Akceptowane są wszystkie oferty usługodawców po cenie *fixed*.



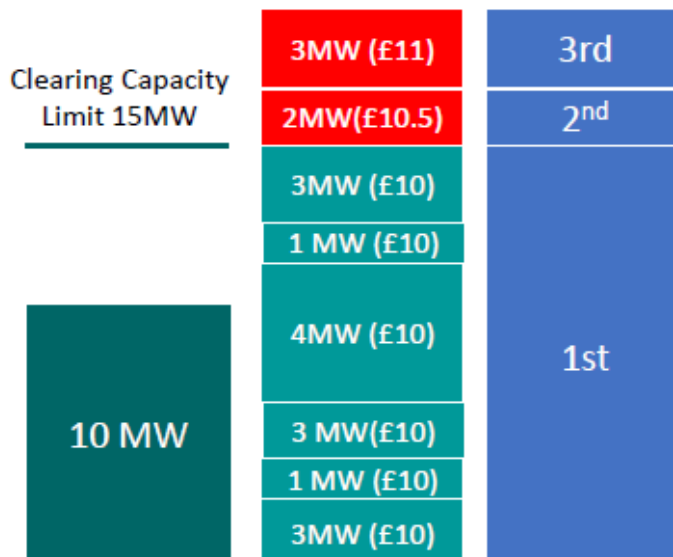
Rys. 15 Scenariusz 1: Popyt jest równy podaży. Oferta wszystkich dostawców jest akceptowana po cenie fixed.



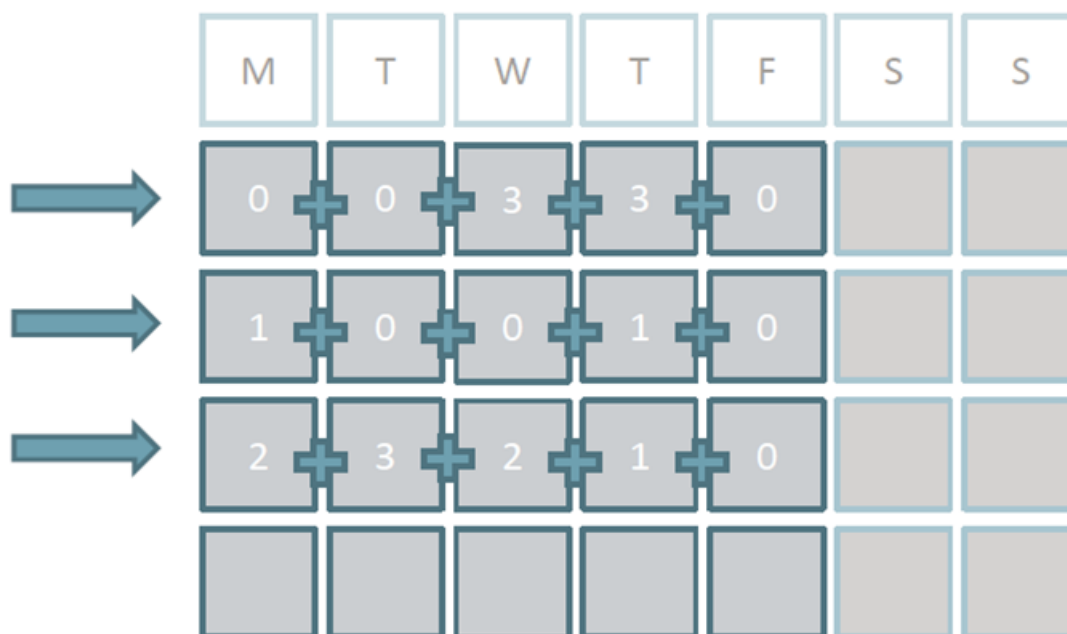
Rys. 16 Scenariusz 2: Podaż przewyższa popyt ale nie jest spełnione kryterium N-2. Przy odrzuceniu dwóch największych dostawców popyt nie jest zaspokojony. Oferta wszystkich dostawców jest akceptowana po cenie fixed.

Poniższy scenariusz (3) reprezentuje sytuację, gdy występuje wystarczająca nadpodaż, by zastosować mechanizmy konkurencji cenowej. Możliwe jest zaspokojenie popytu również w sytuacji niewykonania usługi przez dwóch największych zadeklarowanych DUE. Cena ustalana jest w punkcie przecięcia popytu i podaży przesuniętego o dwie kolejne oferty. Usługodawcy o cenie większej niż w punkcie przecięcia dostaną możliwość świadczenia usługi po cenie z punktu

przebiegu w sytuacji awaryjnej. Wezwanie do wykonania usługi w pierwszej kolejności adresowane jest do DUE o cenie ofertowanej poniżej punktu przecięcia.



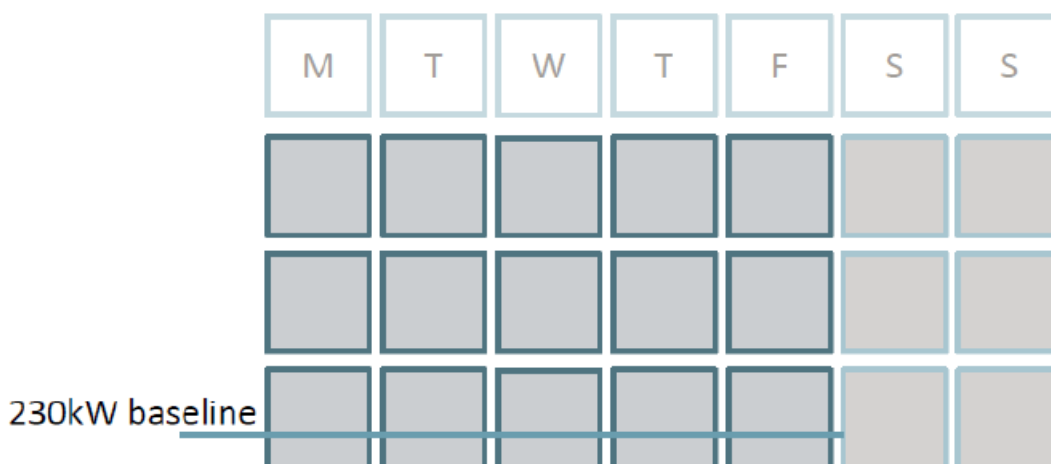
Rys. 17 Scenariusz 3: Dobór ofert i wyznaczenie ceny w wariantcie rynkowym merit order. Oferty układane są w stos i wyznaczana jest cena odcięcia na poziomie dwóch ofert powyżej wymaganej mocy. Oferty o wyższej cenie (czerwone bloczki) mogą być wezwane do aktywacji po cenie przecięcia, natomiast nie mają obowiązku do wykonania usługi.



Rys. 18 Metoda wyznaczania wartości bazowej. Wartość bazowa wyznaczana jest co tydzień jako średnia moc w godzinach 15:00–20:00 w dniach roboczych w trzech tygodniach poprzedzających okres realizacji usługi. Wartość bazowa stanowi jedną wartość, w odniesieniu do której liczona jest wielkość realizacji usługi. Wielkość bazowa wyznaczana jest w analogiczny sposób dla generacji oraz redukcji popytu. W przedstawionym przypadku wielkość bazowa dla danego DUE na zadany tydzień wynosi 230 kW.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju



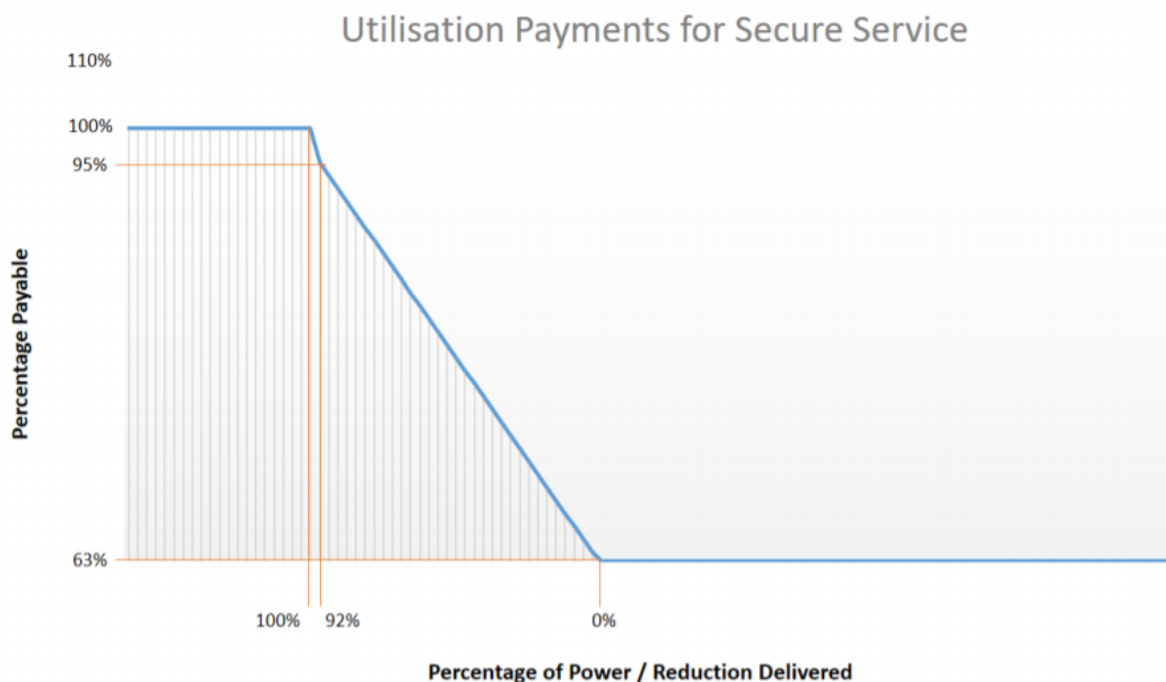
Rys. 19 Wynik wyznaczania wartości bazowej. Wartość ta wynosi 230kW i stanowi punkt odniesienia do wyliczenia realizacji i wynagrodzenia usługi we wszystkich oknach aktywacji i godzinach w następnym tygodniu.

3.5 Sposoby kontraktowania usług i rozliczeń

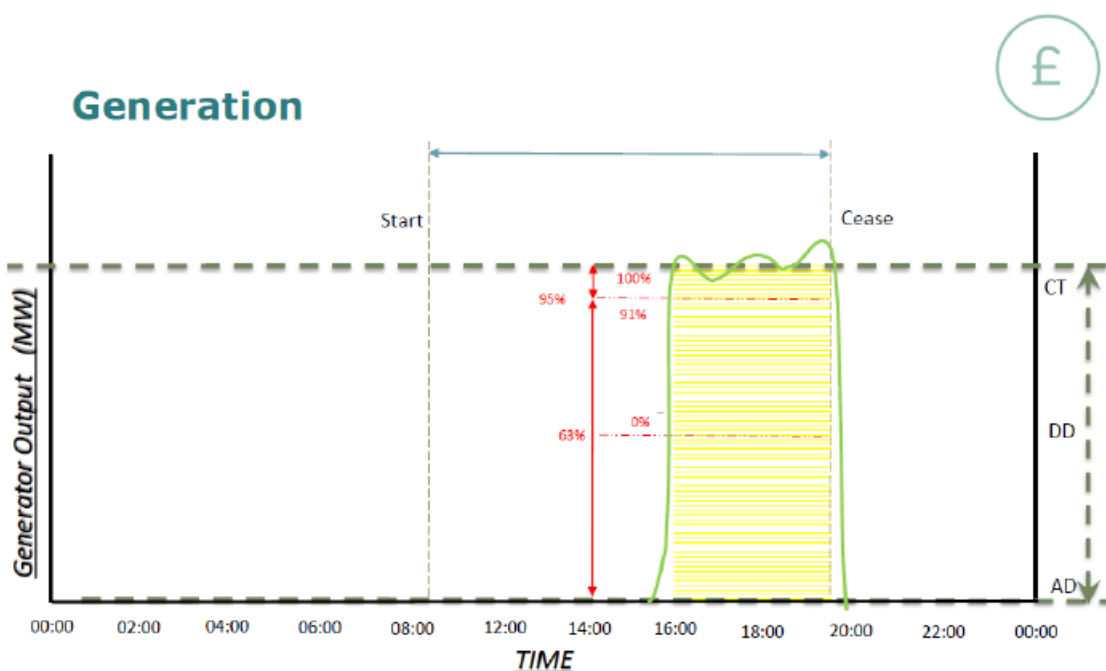
W poniższym rozdziale przedstawimy przykłady kontraktowania usług i rozliczeń na platformie FlexOn.

3.5.1 Wynagrodzenie za aktywację usługi w oknie aktywacji

Poziom *baseline* przedstawiony na powyższych ilustracjach jest następnie wykorzystany do monitorowania *poziomu aktywacji* usługi oraz należnego wynagrodzenia dla usługodawcy. *Poziom aktywacji* liczony jest jako różnica pomiędzy wartością *baseline* a minutowymi odczytami z urządzeń pomiarowych. *Poziom aktywacji* jest następnie porównywany do zadeklarowanej operatorowi mocy niezależnie w każdej minucie danego okna aktywacji. Oznacza to, że nadwyżka energii wyprodukowana w danej minucie nie może posłużyć do zbilansowania niedoboru energii w innej minucie. Jeżeli wartość PA wynosi 95% i więcej mocy zadeklarowanej, usługodawcy należy się pełne wynagrodzenie za aktywację usługi dla tej minuty. W sytuacji gdy PA wynosi 94% lub mniej wartości MZ, za każdy kolejny procent brakującej mocy naliczana jest kara obniżająca wynagrodzenie o 3% wartości maksymalnej wynagrodzenia (Rys. 20). Wynagrodzenie za usługę zaczyna wynosić 0 zł (brak wynagrodzenia) w sytuacji, gdy poziom aktywacji wynosi 63% mocy zadeklarowanej. Procentowy stosunek wartości PA i MZ liczony jest dla każdej minuty okresu aktywacji w oparciu o minutowe dane pomiarowe z licznika po stronie usługodawcy. Wynagrodzenie nigdy nie osiąga wartości ujemnej.



Rys. 20 Ilustracja metody wyznaczającej poziom wynagrodzenia za realizację usługi w funkcji wartości procentowej dostarczonej mocy. Wynagrodzenie za usługę wypłacane jest w 100% dla zakresu dostarczonej mocy na poziomie większym niż 95% zadeklarowanej mocy. Dla każdego procenta niedostarczonej mocy poniżej poziomu 95% wynagrodzenie obniżane jest o 3%.



Rys. 21 Metoda minutowego monitorowania Poziomu Aktywacji usługi w odniesieniu do wartości baseline. Monitorowanie opiera się o minutowe odczyty z licznika pomiarowego usługodawcy.

Płatność za użytkowanie dla danej CMZ za aktywację usługi jest obliczana w następujący sposób:

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

$$U_a = \sum_{t=0}^N CA \cdot PA_t \cdot PP_t,$$

gdzie:

- U_a – płatność za aktywację usługi elastyczności dla DUE podczas każdego zdarzenia warunkującego wykorzystanie (a),
- $\sum_{t=0}^N(\dots)$ – suma Okresów Rozliczeniowych Użytkowania w czasie zdarzenia Użytkowania Ograniczenia,
- N – ilość minut w danym oknie aktywacji,
- CA – cena aukcyjna lub fixed za dostawę mocy. Wyrażona w jednostkach zł/kWh,
- PA_t – poziom aktywacji oznacza rzeczywistą, zmierzoną dostawę energii przez DUE w danej minucie w oknie aktywacji,
- PP_t – Proporcja Płatności – określa, jaka część pełnej ceny CA jest należna DUE w każdej minucie. Wartość PP jest wyliczana w oparciu o Moc Zadeklarowaną (MZ) i rzeczywistą dostawę (PA).

Proporcja Płatności (PP_t) jest wartością pomiędzy 0 a 1 (lub 0 a 100%). Kalkulacja zawiera dwa oddzielne przypadki:

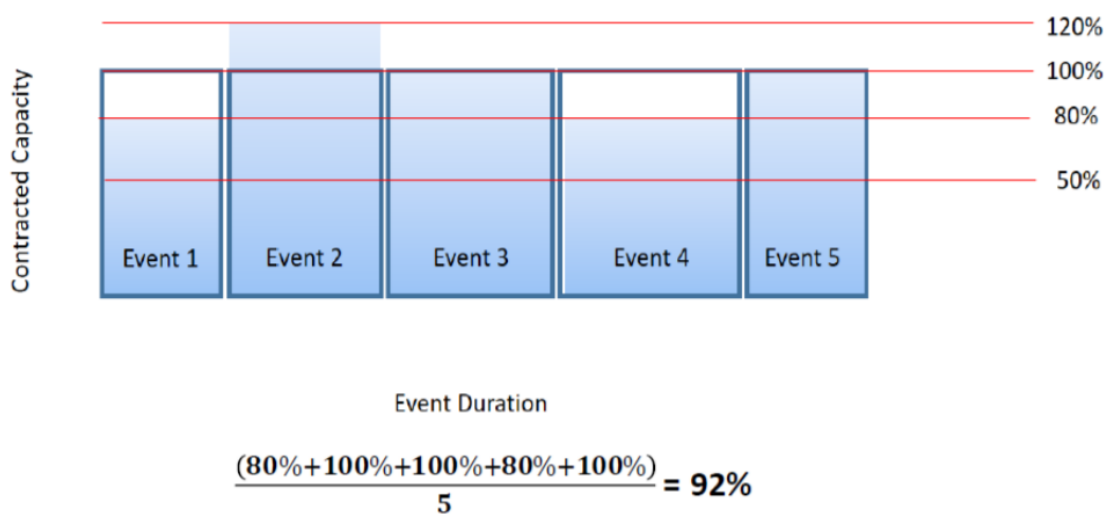
- 1) jeżeli $PD_t \geq (1 - GF)$, $PP_t = 1$
- 2) jeżeli $PD_t < (1 - GF)$, $PP_{s,j} = \max(0, 1 - PM \cdot [1 - PD_t])$,

gdzie:

- PD_t – proporcja dostaw jest określana jako stosunek rzeczywistej dostawy mocy do zakontraktowanej mocy według wzoru $PD_t = \frac{PA_t}{MZ_T}$,
- GF – *Grace Factor*, czynnik określający poziom tolerancji niedostarczenia mocy bez konsekwencji finansowych, wynoszący 5%,
- PM – *Penalty Modulation*, poziom penalizacji obniżenia wynagrodzenia za każdy procent niedostarczonej mocy, wynoszący 3.

3.5.2 Wynagrodzenie za gotowość do świadczenia usługi

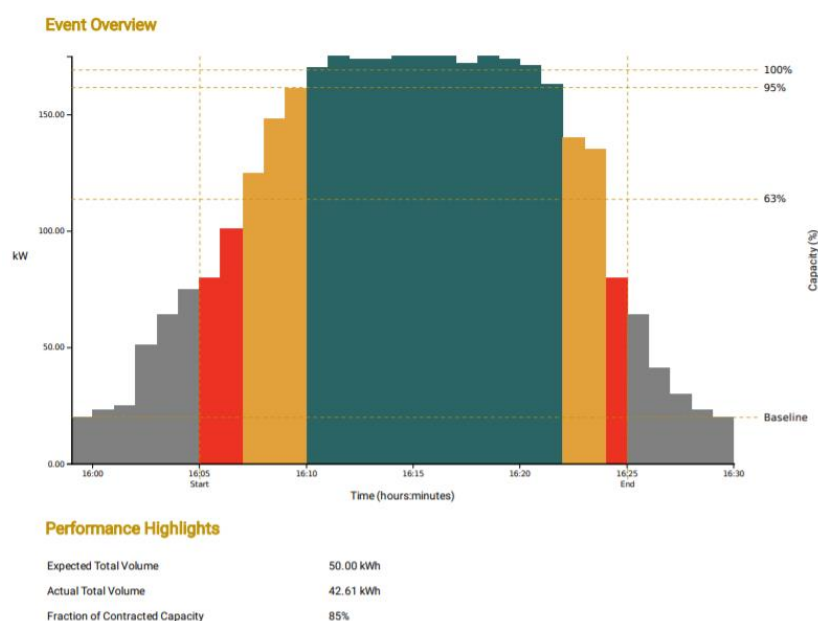
Gotowość do świadczenia usługi jest dodatkową opłatą za utrzymanie jednostek w trybie rezerwowym, umożliwiającym realizację usługi na wezwanie operatora. Opłata ta jest wypłacana głównie dla usługi Secure, która charakteryzuje się największym prawdopodobieństwem realizacji i stanowi 40% całkowitego wynagrodzenia. Dla usług Dynamic i Restore opłata za gotowość wynosi kolejno 5% i 2,5%. Wysokość opłaty liczona jest na podstawie całkowitego wolumenu energii dostarczonego w danym oknie aktywacji. Oznacza to, iż nadwyżka energii wyprodukowana w jednej minucie świadczenia usługi może skompensować niedobór energii w innej minucie tego samego okna aktywacji. Nie jest możliwe wykorzystanie nadwyżki energii z jednego okna aktywacji do zbilansowania niedoboru w innym oknie. Maksymalna ilość energii dostarczonej dla danego okna aktywacji stanowiąca podstawę wyliczenia wysokości wynagrodzenia wynosi 100% zadeklarowanej mocy. Metoda wyliczania opłaty za gotowość przedstawiona jest na rysunku poniżej:



Rys. 22 Wynagrodzenie za gotowość do świadczenia usługi wypłacane jest w wysokości zależnej od całkowitego wolumenu energii dostarczonego w danym oknie aktywacji. W oknach, w których nie doszło do aktywacji, zakłada się 100% dostarczonej energii.

3.5.3 Raport zdarzeń

Dla każdego okna aktywacji generowany jest raport przedstawiający w minutowej rozdzielczości poziom wykonania usługi. Dane przedstawione w raporcie służą do wyliczenia poziomu wynagrodzenia dla danego okna aktywacji. Wynagrodzenie na koniec miesięcznego okresu rozliczeniowego stanowi sumę wynagrodzeń z poszczególnych okien aktywacji. Przykładowy raport zdarzenia dla jednego okna aktywacji przedstawiony jest na ilustracji poniżej:

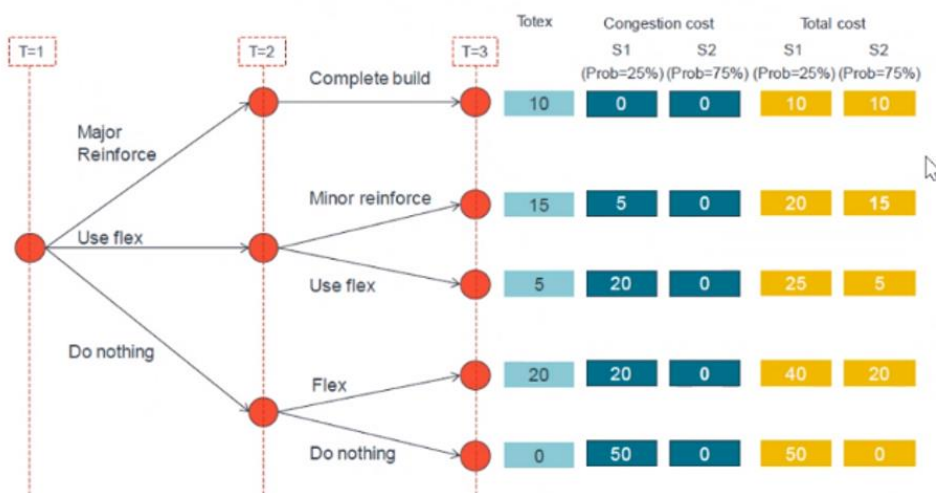


Rys. 23 Przykładowy raport zdarzenia dla danego okna aktywacji. Raport przedstawia poziom realizacji usługi w oparciu o minutowe odczyty poziomu energii.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

3.5.4 Analiza ekonomiczna dla alternatywnych strategii Congestion Management



Rys. 24 Analiza scenariuszowa

W celu określenia zasadności oraz odpowiedniego poziomu wynagrodzenia za usługę elastyczności proponuje się przeprowadzić analizę scenariuszową dla różnych wariantów zarządzania ograniczeniami. W tym celu budowane jest drzewo decyzyjne składające się z możliwych metod zarządzania ograniczeniami. W każdym węźle liczony jest model rozptywowy AC OPF (optymalny rozptyw mocy – dla prądu zmiennego) symulujący funkcjonowanie systemu przy zadanym profilu zapotrzebowania i generacji. W każdym węźle drzewa liczony jest również koszt operacyjny występujących przeciążeń składający się z kosztów redispatch'u, kosztów energii niedostarczonej i kosztu niedotrzymania wskaźników jakości energii. Scenariusze (S1, S2,...) przedstawiają zakładany procent wzrostu szczytowego zapotrzebowania lub bardziej generalnie – zmianę profilu zapotrzebowania w horyzoncie następnych 15 lat. Każdy scenariusz opisany jest również prawdopodobieństwem wystąpienia określanym na podstawie wiedzy eksperckiej lub dodatkowych ekspertyz. Horyzont czasowy analizy to 15 lat, podzielonych na 5-letnie etapy (T1, T2 i T3). W każdym „etapie T” symulowana jest jedna z możliwych decyzji:

- pełna rozbudowa infrastruktury (spełniająca szczytowe zapotrzebowanie na ostatni rok analizy, T+15),
- częściowa rozbudowa infrastruktury (spełniająca szczytowe zapotrzebowanie na kolejny etap analizy T+5),
- wykorzystanie usług elastyczności (w wielkości umożliwiającej bezpieczne funkcjonowanie infrastruktury w perspektywie T+5),
- brak działań.

Dla każdej kombinacji rozwiązań liczony jest koszt całkowity funkcjonowania systemu składający się z:

- wartości TOTEX, niezależnej od prognozy zapotrzebowania, czyli sumy nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX) utrzymania infrastruktury,

- wartości Congestion cost, zależnych od prognozy zapotrzebowania, reprezentującej:
 - koszty energii niedostarczonej,
 - kar za niedotrzymanie jakości energii,
 - kosztów redispatch'u,
 - wynagrodzenia za usługi elastyczności,
 - zakupu usług systemowych.

Ostateczny wynik analizy ekonomiczno-technicznej to wartość TOTAL COST, składająca się z sumy wartości TOTEX oraz wartości Congestion Cost (tej ostatniej ważonej prawdopodobieństwem danego scenariusza zmiany zapotrzebowania) dla każdej ścieżki drzewa decyzyjnego. Ostatecznie rekomendowane są działania o najniższej wartości TOTAL COST. Wartość wynagrodzenia za usługi systemowe jest ustalana na potrzeby analizy. Proponuje się pierwsze ustalenie wartości na poziomie granicy opłacalności dla OSD, czyli w wysokości kosztów pełnej rozbudowy infrastruktury znormalizowanych w oparciu o wielkość energii niezbędnej do zakontraktowania w ramach usług elastyczności (podobnie do wyznaczania wielkości opłaty zmiennej sieciowej dla odbiorców taryfowanych).

4. Bibliografia

BRIDGE (June 2020), *The BRIDGE initiative and project fact sheets*.

CEER (2018, July), *Conclusions Paper on Flexibility Use at Distribution Level*.

Distribution Systems Working Group, C. (16 July 2020), *CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility, Ref: C19-DS-55-05*.

E.A.M. Klaassen, C.K. (2016), *Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands*. *Applied Energy*.

EURELECTRIC (2020), *Recommendations on the use of flexibility in distribution networks*.

Flavia Gangale, J.V. (2017), *Smart grid projects outlook 2017*. *JRC Science for Policy Report*.

Karras, S. (2020), *Platone Report on the Analysis of the Regulatory and Legislative Framework*.

Załącznik 1: Wybrane regulacje UE istotne z punktu widzenia OSD i usług elastyczności

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE

Artykuł 17

Odpowiedź odbioru z wykorzystaniem agregacji

1. Państwa członkowskie zezwalają na uczestnictwo odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem agregacji i wspierają ją. Państwa członkowskie zezwalają odbiorcom końcowym, również tym, którzy oferują odpowiedź odbioru za pośrednictwem agregacji, na udział wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, we wszystkich rynkach energii elektrycznej.
2. Państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych przy udzielaniu zamówień na usługi pomocnicze traktowali uczestników rynku zajmujących się agregacją odpowiedzi odbioru, wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, na podstawie ich zdolności technicznych.

Artykuł 20

Funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania

Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało pozytywnie ocenione w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, lub inteligentne systemy opomiarowania są systematycznie wprowadzane po dniu 4 lipca 2019 r., państwa członkowskie wprowadzają inteligentne systemy opomiarowania zgodne z normami europejskimi, załącznikiem II oraz z następującymi wymogami:

- a) inteligentne systemy opomiarowania muszą dokładnie mierzyć rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i być w stanie dostarczyć odbiorcom końcowym informacje o rzeczywistym czasie zużycia; dostęp do zatwierdzonych danych dotyczących zużycia w przeszłości musi być łatwy i bezpieczny, a na żądanie odbiorców końcowych dane te powinny być im wyświetlane bez dodatkowych kosztów; dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez znormalizowany interfejs lub przez zdalny dostęp, także musi być łatwy i bezpieczny, bez dodatkowych kosztów, w celu wsparcia zautomatyzowanych programów efektywności energetycznej, odpowiedzi odbioru i innych usług;

(...)

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Artykuł 31

Zadania operatorów systemów dystrybucyjnych

6. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zamówienia produktów i usług niezbędnych do zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, to zasady przyjęte w tym celu przez operatora systemu dystrybucyjnego muszą być obiektywne, przejrzyste i wolne od dyskryminacji oraz opracowywane w koordynacji z operatorami systemów przesyłowych i innymi właściwymi uczestnikami rynku. Warunki dostarczania takich produktów i świadczenia takich usług na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym zasady i, w stosownych przypadkach, taryfy, określa się zgodnie z art. 59 ust. 7, bez dyskryminacji i w sposób odzwierciedlający koszty, oraz podaje się je do publicznej wiadomości.

7. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego udziela zamówień na konieczne dla jego systemu usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości zgodnie z przejrzystymi i niedyskryminacyjnymi procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi, chyba że organ regulacyjny ocenił, iż świadczenie usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie i przyznał odstępstwo. Wymóg udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości nie ma zastosowania do w pełni zintegrowanych elementów sieci.

8. Zamówienia na produkty i usługi, o których mowa w ust. 6, zapewniają rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynku zajmujących się agregacją, w szczególności przez wprowadzenie wymogu, by organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych w ścisłej współpracy ze wszystkimi uczestnikami rynku, jak również z operatorami systemów przesyłowych, określili wymogi techniczne udziału w tych rynkach na podstawie charakterystyki technicznej tych rynków oraz zdolności wszystkich uczestników rynku.

9. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia uczestnikom rynku podłączonym do ich sieci rzeczywistego udziału w rynkach detalicznych, hurtowych i bilansujących. Świadczenie usług bilansujących pochodzących z zasobów zlokalizowanych w systemie dystrybucyjnym musi być uzgodnione z odpowiednim operatorem systemu przesyłowego zgodnie z art. 57 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 182 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 (24).

Artykuł 32

Zachęty do wykorzystywania elastyczności w systemach dystrybucyjnych

1. Państwa członkowskie zapewniają niezbędne ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności.

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

usług elastyczności oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wymieniają wszelkie niezbędne informacje i koordynują działania z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na takie usługi, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury.

3. Rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na przejrzystym planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata i przedkładanym organowi regulacyjnemu. Plan rozwoju sieci zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania na usługi elastyczności w perspektywie średnio- i długoterminowej oraz określa inwestycje planowane na następne pięć do dziesięciu lat, ze szczególnym naciskiem na główną infrastrukturę dystrybucyjną niezbędną do przyłączenia nowych zdolności wytwórczych i nowych obciążeń, w tym punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Plan rozwoju sieci obejmuje również wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.

4. Operator systemu dystrybucyjnego konsultuje się ze wszystkimi odpowiednimi użytkownikami systemu i odpowiednimi operatorami systemów przesyłowych w sprawie planu rozwoju sieci. Operator systemu dystrybucyjnego publikuje wyniki procesu konsultacji wraz z planem rozwoju sieci i przedkłada wyniki procesu konsultacji i plan rozwoju sieci organowi regulacyjnemu. Organ regulacyjny może zażądać wprowadzenia zmian do tego planu.

5. Państwa członkowskie mogą zdecydować, że nie nałożą obowiązku określonego w ust. 3 na zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne obsługujące mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców lub obsługujące małe systemy wydzielone.

Artykuł 36

Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.

2. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem, że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są wszystkie poniższe warunki:

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi takich instalacji, ani zarządzania takimi instalacjami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach;
- b) takie instalacje są niezbędne dla operatorów systemów dystrybucyjnych do wywiązywania się z obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego i nie są one wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej;
- c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz przeprowadził ocenę procedury przetargowej, w tym warunków procedury przetargowej, i udzielił zgody.

3. Z zastrzeżeniem takiej oceny państwa członkowskie lub – w przypadku, gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczony właściwy organ przygotowuje harmonogram wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, wyznaczając termin docelowy wynoszący do dziesięciu lat. W przypadku gdy wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania zostanie ocenione pozytywnie, w ciągu 7 lat od daty uzyskania takiej pozytywnej oceny lub do 2024 r. w przypadku tych państw członkowskich, które rozpoczęły systematyczne wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania przed dniem 4 lipca 2019 r., przynajmniej 80 % odbiorców końcowych wyposaża się w inteligentne liczniki.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wybrane artykuły)

Artykuł 5

Odpowiedzialność za bilansowanie

1. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie („odpowiedzialność za bilansowanie”). W tym celu uczestnicy rynku sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie albo na mocy umowy przekazują tę odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie jest odpowiedzialny finansowo za swoje niezbilansowanie i dąży do zbilansowania samego siebie lub wspiera zbilansowanie systemu elektroenergetycznego.

2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć odstępstwa od odpowiedzialności za bilansowanie wyłącznie w odniesieniu do:

- a. projektów demonstracyjnych dotyczących innowacyjnych technologii, z zastrzeżeniem zgody organu regulacyjnego, pod warunkiem, że odstępstwa te są ograniczone do czasu i do zakresu, w jakim jest to niezbędne do osiągnięcia celów demonstracyjnych;
- b. jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 400 kW;

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- c. instalacji korzystających ze wsparcia zatwierdzonego przez Komisję na podstawie unijnych zasad pomocy państwa zgodnie z art. 107, 108 i 109 TFUE i uruchomionych przed dniem 4 lipca 2019 r.

Artykuł 6 **Rynek bilansujący**

2. Ceny energii bilansującej nie mogą zostać z góry ustalone w umowie dotyczącej mocy bilansującej. Proces zakupu musi być przejrzysty zgodnie z art. 40 ust. 4 dyrektywy (UE) 2019/944 przy jednoczesnym zapewnieniu poufności szczególnie chronionych informacji handlowych.

Artykuł 13 **Redysponowanie**

1. Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzią odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.

2. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych oraz wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. Oferty energii bilansującej używane do redysponowania nie mogą określać ceny energii bilansującej.

4. Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące:

- a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru;
- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Artykuł 18 **Opłaty za dostęp do sieci, korzystanie z sieci i wzmocnienie sieci**

2. Metody ustalania taryf odzwierciedlają koszty stałe ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zapewniają odpowiednie zachęty dla operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w krótko- i długoterminowej perspektywie w celu zwiększenia efektywności, w tym efektywności energetycznej, zwiększania

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

integracji rynku i bezpieczeństwa dostaw energii, a także wspierania efektywnych inwestycji, wspierania powiązanych działań badawczych, oraz ułatwiania innowacji w interesie konsumentów w dziedzinach takich jak cyfryzacja, usługi na rzecz elastyczności i połączenia wzajemne.

8. Metody ustalania taryf dystrybucyjnych wprowadzają dla operatorów systemów dystrybucyjnych zachęty do jak najbardziej efektywnego kosztowo działania i rozwoju ich sieci, w tym przez pozyskiwanie usług. W tym celu organy regulacyjne uznają odnośne koszty za kwalifikowalne, uwzględniają te koszty w taryfach dystrybucyjnych oraz mogą wprowadzać cele w zakresie skuteczności działania, aby zachęcić operatorów systemów dystrybucyjnych do zwiększania efektywności ich sieci, w tym dzięki efektywności energetycznej, elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych.

Artykuł 57

Współpraca między operatorami systemów dystrybucyjnych i operatorami systemów przesyłowych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą przy planowaniu i eksploatacji swoich sieci. W szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych prowadzą wymianę wszystkich niezbędnych informacji i danych dotyczących wyników działania aktywów wytwórczych i odpowiedzi odbioru, codziennej eksploatacji swoich sieci i długoterminowego planowania inwestycji sieciowych, aby zapewnić rozwój i eksploatację swoich sieci w sposób efektywny kosztowo, bezpieczny i niezawodny.

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operatorzy systemów przesyłowych współpracują ze sobą w celu osiągnięcia skoordynowanego dostępu do zasobów, takich jak wytwarzanie rozproszone, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru, które mogą zaspokajać szczególne potrzeby zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i operatorów systemów przesyłowych.

Artykuł 52

Europejska organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych

1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują ze sobą na poziomie Unii za pośrednictwem organizacji OSD UE, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz propagować optymalne zarządzanie systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz ich skoordynowaną pracę. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy chcą uczestniczyć w organizacji OSD UE, mają prawo stać się zarejestrowanymi członkami tej organizacji.

Zarejestrowani członkowie mogą uczestniczyć w pracach organizacji OSD UE bezpośrednio lub mogą być reprezentowani przez krajowe stowarzyszenie wyznaczone przez państwo członkowskie lub przez stowarzyszenie na poziomie Unii.

2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych są uprawnieni do stowarzyszenia się w drodze ustanowienia organizacji OSD UE. Organizacja OSD UE wykonuje zadania i procedury zgodnie z art. 55. Jako organizacja ekspercka działająca we wspólnym interesie Unii organizacja OSD UE nie reprezentuje partykularnych interesów ani nie stara się wpływać na proces podejmowania decyzji w celu wspierania określonych interesów.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

3. Członkowie organizacji OSD UE podlegają obowiązkowi rejestracji oraz uiszczenia sprawiedliwej i proporcjonalnej składki członkowskiej, której wysokość odzwierciedla liczbę odbiorców przyłączonych do danego operatora systemu dystrybucyjnego.

Artykuł 55

Zadania organizacji OSD UE

1. Organizacja OSD UE realizuje następujące zadania:
 - a. promocja eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych w koordynacji z eksploatacją i planowaniem sieci przesyłowych;
 - b. ułatwianie integracji odnawialnych źródeł energii, wytwarzania rozproszonego i innych zasobów trwale obecnych w sieci dystrybucyjnej, takich jak magazynowanie energii;
 - c. ułatwianie elastyczności i odpowiedzi odbioru oraz dostępu użytkowników sieci do rynku;
 - d. wkład w cyfryzację systemów dystrybucyjnych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych;
 - e. wspieranie rozwoju zarządzania danymi, bezpieczeństwa cybernetycznego i ochrony danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;
 - f. udział w opracowywaniu kodeksów sieci istotnych dla eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych zgodnie z art. 59.

2. Ponadto organizacja OSD UE:
 - a. współpracuje z ENTSO-E przy monitorowaniu wdrażania kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie niniejszego rozporządzenia, które są istotne z punktu widzenia eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
 - b. współpracuje z ENTSO-E przy przyjmowaniu najlepszych praktyk w zakresie skoordynowanej eksploatacji i planowania systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym kwestii takich jak wymiana danych między operatorami i koordynacja rozproszonych zasobów energetycznych;
 - c. zajmuje się określaniem najlepszych praktyk w obszarach wskazanych w ust. 1 oraz w zakresie wprowadzania usprawnień efektywności energetycznej w sieci dystrybucyjnej;
 - d. przyjmuje roczny program prac i sprawozdanie roczne;
 - e. działa zgodnie z prawem konkurencji oraz zapewnia neutralność.

DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

Wybrane elementy:

- a. Transpozycja: 30 czerwca 2021 r.
- b. Osiągnięcie 32% OZE w 2030 r. - The revised Renewable Energy Directive (RED II).
- c. Kraje członkowskie mają opracować strategię transformacji na lata 2021 - 2030 w celu osiągnięcia oczekiwanych efektów CEP. Strategia powinna zawierać również wizję na działania do 2050 r.
- d. Państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, zapewniając uproszczoną i szybką procedurę wydawania zezwoleń. Czas trwania tej procedury nie może przekraczać jednego roku. (art. 16 ust. 6).
- e. Państwa członkowskie ustanawiają procedurę zwykłego powiadomienia o podłączeniach do sieci, w ramach której instalacje lub zagregowane jednostki produkcyjne prosumentów energii odnawialnej i projekty demonstracyjne o mocy elektrycznej równej lub niższej niż 10,8 kW lub równoważne połączeniom innym niż trójfazowe, są podłączane do sieci po powiadomieniu operatora systemu dystrybucyjnego.
- f. Operator systemu dystrybucyjnego może w ograniczonym terminie od powiadomienia odrzucić podłączenie do sieci będące przedmiotem powiadomienia lub zaproponować alternatywny punkt podłączenia do sieci w związku z uzasadnionymi względami bezpieczeństwa lub brakiem technicznej kompatybilności elementów systemu. W przypadku pozytywnej decyzji operatora systemu dystrybucyjnego lub w przypadku braku decyzji z jego strony w terminie miesiąca od powiadomienia instalacja lub zagregowana jednostka produkcyjna może zostać podłączona (art. 17 ust. 1).

Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania

Artykuł 19

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych

1. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 opracowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.
2. Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych i zawiera przynajmniej funkcję optymalizacji aktywacji i funkcję rozliczania OSP-OSP. Wspomniana europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP ze wspólnymi listami rankingowymi w celu wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14.
3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:
 - a. ogólny projekt europejskiej platformy;
 - b. plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;
 - c. definicję funkcji wymaganych do zarządzania europejską platformą;
 - d. propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i eksploatacji tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, że żaden OSP nie będzie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;
 - e. propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą pełnić funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - i. spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom prowadzącym europejską platformę;
 - ii. aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, eksploatację tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;
 - iii. efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi europejską platformą;
 - f. ramy harmonizacji warunków dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;

- g. szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;
 - h. ustalenie czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej w odniesieniu do wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych zgodnie z art. 24;
 - i. definicję standardowych produktów dla energii bilansującej z rezerw zastępczych zgodnie z art. 25;
 - j. ustalenie czasu zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP zgodnie z art. 29 ust. 13;
 - k. ustalenie – za pomocą wspólnej funkcji optymalizacji aktywacji – list rankingowych zgodnie z art. 31;
 - l. opis algorytmu zarządzania funkcją optymalizacji aktywacji dla ofert energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych zgodnie z art. 58.
4. W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 wyznaczają proponowany podmiot lub proponowane podmioty, którym powierzono prowadzenie europejskiej platformy zgodnie z ust. 3 lit. e).
5. W terminie jednego roku od zatwierdzenia propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 i posiadający co najmniej jednego połączonego z nimi, sąsiedniego OSP przeprowadzającego proces zastępowania rezerw wdrażają i uruchamiają europejską platformę wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych. Europejską platformę wykorzystują oni do:
- a. składania wszystkich ofert dotyczących energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych;
 - b. wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej ze wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
 - c. dążenia do zaspokojenia wszystkich swoich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw zastępczych.

Artykuł 20

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną

6. W terminie trzydziestu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną lub – w przypadku gdy wszyscy OSP zgłoszą propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy zgodnie z ust. 5 – w terminie dwunastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej modyfikacji europejskiej platformy wszyscy OSP wdrażają i uruchamiają europejską platformę

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną i wykorzystują europejską platformę do:

- a) składania wszystkich ofert dotyczących energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną;
- b) wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
- c) dążenia do zaspokojenia wszystkich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną.

Artykuł 21

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną

6. W terminie trzydziestu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną lub – w przypadku gdy wszyscy OSP zgłoszą propozycję dotyczącą modyfikacji europejskiej platformy zgodnie z ust. 5 – w terminie dwunastu miesięcy po zatwierdzeniu propozycji dotyczącej modyfikacji europejskiej platformy wszyscy OSP prowadzący automatyczny proces odbudowy częstotliwości zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 wdrażają i uruchamiają europejską platformę wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną i wykorzystują europejską platformę do:

- a) składania wszystkich ofert energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
- b) wymieniać się wszystkimi ofertami energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14;
- c) dążenia do zaspokojenia wszystkich potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną.

Artykuł 25

Wymagania dla produktów standardowych

4. W wykazie produktów standardowych energii bilansującej i mocy bilansującej można określić co najmniej następujące cechy oferty dotyczącej produktu standardowego:

- a) okres przygotowawczy;
- b) okres rampowania;
- c) czas pełnej aktywacji;
- d) minimalną i maksymalną ilość;
- e) okres dezaktywacji;
- f) minimalny i maksymalny czas trwania okresu dostawy;

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- g) okres ważności;
- h) tryb aktywacji.

5. W wykazie produktów standardowych energii bilansującej i mocy bilansującej określa się co najmniej następujące zmienne cechy produktu standardowego, które zostaną ustalone przez dostawców usług bilansujących w trakcie kwalifikacji wstępnej lub podczas składania oferty dotyczącej produktu standardowego:

- a) cenę oferty;
- b) podzielność;
- c) lokalizację;
- d) minimalny czas między końcem okresu dezaktywacji a kolejną aktywacją.

Artykuł 30

Wycena energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań

1. W terminie jednego roku od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP opracowują propozycję metody określania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej dla procesu odbudowy częstotliwości na podstawie art. 143 i 147 rozporządzenia (UE) 2017/1485 i procesu zastępowania rezerw na podstawie art. 144 i 148 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Metoda ta:

- a. opiera się na cenach krańcowych (metoda płatności oparta na cenie krańcowej);
- b. określa sposób, w jaki aktywacja ofert energii bilansującej aktywowanych do celów innych niż bilansowanie wpływa na cenę energii bilansującej, zapewniając jednocześnie, aby przynajmniej oferty energii bilansującej aktywowane w celu zarządzania wewnętrznymi ograniczeniami przesyłowymi nie określały ceny krańcowej energii bilansującej;
- c. ustanawia co najmniej jedną cenę energii bilansującej dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania;
- d. przekazuje właściwe sygnały cenowe i zachęty uczestnikom rynku;
- e. uwzględnia metodę wyceny stosowaną w przedziałach czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego.

Artykuł 15

Współpraca z OSD

1. OSD, OSP, dostawcy usług bilansujących oraz podmioty odpowiedzialne za bilansowanie muszą współpracować, w celu zapewnienia wydajnego i skutecznego bilansowania.

2. Każdy OSD dostarcza OSP przyłączającemu w wymaganym terminie wszelkie informacje konieczne do dokonania rozliczania niezbilansowań zgodnie z warunkami dotyczącymi bilansowania na podstawie art. 18.

Raport: „Kompendium wiedzy o usługach elastyczności”

3. Każdy OSP może wraz z OSD przyłączającymi rezerwy na obszarze regulacyjnym opracować wspólnie metodę alokacji kosztów wynikających z działań OSD zgodnie z art. 182 ust. 4 i 5 rozporządzenia (UE) 2017/1485. Metoda ta musi zapewnić sprawiedliwą alokację kosztów z uwzględnieniem obowiązków zaangażowanych stron.

4. OSD zgłasza OSP przyłączającemu wszelkie ograniczenia określone zgodnie z art. 182 ust. 4 i 5 rozporządzenia (UE) 2017/1485, które mogą mieć wpływ na wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu.

Artykuł 40

Organizacja, funkcje, zakresy odpowiedzialności i jakość wymiany danych

5. W porozumieniu z OSD i SGU każdy OSP określa możliwość stosowania i zakres wymiany danych na podstawie następujących kategorii:

- a. dane strukturalne zgodnie z art. 48;
- b. dane dotyczące grafików i prognoz zgodnie z art. 49;
- c. dane czasu rzeczywistego zgodnie z art. 44, 47 i 50; oraz
- d. przepisy zgodnie z art. 51, 52 i 53.

Artykuł 44

Wymiana danych w czasie rzeczywistym

O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy OSD przekazuje w czasie rzeczywistym swojemu OSP informacje dotyczące obszaru obserwowalności OSP zgodnie z art. 43 ust. 1 i 2, w tym:

- a. rzeczywistą topologię rozdzielni;
- b. moc czynną i bierną w polu liniowym;
- c. moc czynną i bierną w polu transformatorowym;
- d. wprowadzaną moc czynną i bierną w polu zakładu wytwarzania energii;
- e. pozycje zaczepek transformatorów przyłączonych do systemu przesyłowego;
- f. napięcia na szynach zbiorczych;
- g. moc bierną w polu dławików i baterii kondensatorów;
- h. najlepsze dostępne dane dotyczące zagregowanego wytwarzania w obszarze OSD z podziałem na źródła energii pierwotnej; oraz
- i. najlepsze dostępne dane dotyczące zagregowanego odbioru w obszarze OSD.

Artykuł 51

Wymiana danych dotyczących znaczących modułów wytwarzania energii między OSP i OSD

1. O ile OSP nie postanowił inaczej, każdy OSD przekazuje swojemu OSP informacje określone w art. 48, 49 i 50, z częstotliwością i na poziomie szczegółowości wymaganymi przez OSP.
2. Każdy OSP udostępnia OSD, do którego systemu dystrybucyjnego przyłączeni są SGU, informacje określone w art. 48, 49 i 50, zgodnie z żądaniem OSD.

Artykuł 182

Grupy i jednostki zapewniające rezerwy przyłączone do sieci OSD

1. OSP i OSD współpracują ze sobą w celu ułatwienia i umożliwienia dostarczania rezerw mocy czynnej przez grupy zapewniające rezerwy lub jednostki zapewniające rezerwy przyłączone do systemów dystrybucyjnych.
2. Na potrzeby procesów kwalifikacji wstępnej FCR w art. 155, FRR w art. 159 i RR w art. 162, każdy OSP opracowuje i określa, w porozumieniu ze swoimi OSD przyłączającymi rezerwy i pośrednimi OSD, warunki wymiany informacji wymaganych na potrzeby przedmiotowych procesów kwalifikacji wstępnej dla jednostek lub grup zapewniających rezerwy położonych w systemach dystrybucyjnych oraz dla zapewniania rezerw mocy czynnej. W ramach procesów kwalifikacji wstępnej FCR w art. 155, FRR w art. 159 i RR w art. 162 określa się informacje, jakie mają przekazywać potencjalne jednostki lub grupy zapewniające rezerwy, które to informacje obejmują:
 - a. poziomy napięcia i punkty przyłączenia jednostek lub grup zapewniających rezerwy;
 - b. rodzaj rezerw mocy czynnej;
 - c. maksymalną rezerwę mocy zapewnianą przez jednostki lub grupy zapewniające rezerwy w każdym punkcie przyłączenia;
 - d. maksymalny gradient zmian mocy czynnej dla jednostek lub grup zapewniających rezerwy.
3. Proces kwalifikacji wstępnej opiera się na uzgodnionych harmonogramach oraz zasadach dotyczących wymiany informacji oraz zapewniania rezerwy mocy czynnej pomiędzy OSP, OSD przyłączającym rezerwy i pośrednimi OSD. Proces kwalifikacji wstępnej trwa maksymalnie trzy miesiące od momentu złożenia kompletnego formalnego zgłoszenia przez jednostkę lub grupę zapewniającą rezerwy.
4. Podczas kwalifikacji wstępnej jednostki lub grupy zapewniającej rezerwy przyłączonej do systemu dystrybucyjnego każdy OSD przyłączający rezerwy oraz każdy pośredni OSD, we współpracy z OSP, ma prawo do wyznaczania limitów lub wyłączenia zapewniania rezerw mocy czynnej położonych w jego systemie

dystrybucyjnym na podstawie względów technicznych, takich jak położenie geograficzne jednostek zapewniających rezerwy i grup zapewniających rezerwy.

5. Każdy OSD przyłączający rezerwy i każdy pośredni OSD ma prawo, we współpracy z OSP, do ustalenia – przed aktywacją rezerw – tymczasowych limitów zapewniania rezerw mocy czynnej położonych w jego systemie dystrybucyjnym. Odpowiedni OSP ustalają stosowne procedury ze swoimi OSD przyłączającymi rezerwy i z pośrednimi OSD.

Inne wybrane akty prawne niewchodzące bezpośrednio w CEP

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania
 - a. Wejście w życie: 13 grudnia 2017.
 - b. Art. 19: Europejska platforma wymiany OSP-OSP dla rezerwy zastępczej (RR) – TERRE.
 - c. Art. 20: Europejska platforma wymiany OSP-OSP dla manualnej odbudowy rezerwy (mFRR) – MARI.
 - d. Art. 21: Europejska platforma wymiany OSP-OSP dla manualnej odbudowy rezerwy (aFRR) – PICASSO.
 - e. Art. 25: OSP opracowują wspólne (jeden rynek) wymagania produktów standardowych dla procesów FRR i RR.
 - f. Art. 30: OSP opracowują metodologię rynkowego pozyskiwania energii bilansującej dla procesów odbudowy częstotliwości (FRR) i zastępowania rezerw (RR).
 - g. Art. 15: OSD, OSP oraz dostawcy usług bilansujących (BSP) współpracują w celu zapewnienia wydajnego i skutecznego bilansowania. OSD dostarcza do OSP danych dotyczących niezbilansowania. OSD i OSP opracowują metodę alokacji kosztów bilansowania, uwzględniając koszty OSD.
 - h. Art. 18.4 OSP przy wyznaczaniu warunków usług na rynku bilansującym współpracuje i konsultuje warunki z OSD.
2. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej
 - a. Wejście w życie: 22 sierpnia 2017
 - b. Art. 40.5: Wymiana danych SGU (Significant Grid User), OSP i OSD. Określony jest szczegółowy zakres wymienianych danych.
 - c. Art. 48: Dane strukturalne SGU w sieci OSP i OSD: moc, źródło energii, regulacja mocy biernej, zabezpieczenia i automatyka, dane dotyczące FCR, FRR, RR.
 - d. Art. 49: prognozy, dyspozycyjność i grafiki jednostek,
 - e. Art. 44: topologię rozdzielni, dane pomiarowe ze stacji pól, pozycje zaczepek transformatorów SN/WN, dane dotyczące zagregowanego wytwarzania i odbioru.

- f. Art. 47: Wymiana danych czasu rzeczywistego do OSP przez wytwórców B, C i D.
- g. Art. 50: Wymiana danych czasu rzeczywistego do OSP przez innych SGU (np. agregatorów).
- h. Art. 182: Wymiana danych pomiędzy OSD a OSP dotyczących parametrów jednostek świadczących usługi rezerwy FCR, FRR i RR.

Załącznik 2: Ustawa prawo energetyczne (wybrane przepisy)

Rozdział 2c **Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego**

Art. 11t. pkt1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust.

2.2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

- 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
- 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
- 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.

OIRE

Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu:

- 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii;
- 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii;
- 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku energii;
- 4) wspiera realizację procesów rynku energii;
- 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.

Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą,
- 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu,

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa (...).

Standardy Wymiany Informacji

<https://www.pse.pl/oire/standardy-wymiany-informacji> – SWI stanowi dokumentację, która szczegółowo opisuje procesy rynku energii, sposób ich realizacji oraz zakres wymienianych przez uczestników rynku – za pośrednictwem CSIRE – informacji.

Projekt rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego

Projekt z 21.06.2021 Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia w sprawie systemu pomiarowego

Rozporządzenie określa:

1. wymagania funkcjonalne, jakie spełnia system pomiarowy;
2. wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
3. wymagania, jakie spełniają:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9,
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
4. standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
5. sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;
6. sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
7. sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
8. szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
9. wymagania, jakie spełnia licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym;

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

10. informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne i ustawy OZE (UC74) – wybrane przepisy

Art. 3 – definicje

6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”;

6d) agregacja – działalność polegająca na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej;

6e) agregator – podmiot zajmujący się agregacją;

6f) niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji;

11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;

11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców;

11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru;

11j) odpowiedź odbioru – zmianę poboru energii elektrycznej odbiorców końcowych w stosunku do ich zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym, o którym mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w – 5 – sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, s. 121);

11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie;

13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:

- a) zużywa energię elektryczną, lub
- b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub
- c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub
- d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub
- e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);

13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, opierający się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, mający za cel zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność, który może zajmować się:

- a) w odniesieniu do energii elektrycznej: - wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, lub - dystrybucją, lub - obrotem, lub - agregacją, lub -magazynowaniem, lub
- b) realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub
- c) świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz.110), lub
- d) świadczeniem innych usług, w tym usług systemowych lub usług elastyczności, lub
- e) zużywaniem energii elektrycznej - z wykorzystaniem ich zdolności wytwórczych oraz z wykorzystaniem urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych na obszarze swojego działania;

23e) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące

Raport: „Kompodium wiedzy o usługach elastyczności”

częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi;

23f) usługi systemowe niedotyczące częstotliwości – usługi systemowe wykorzystywane do:

- a) regulacji napięcia w stanach ustalonych,
- b) szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej,
- c) zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej,
- d) dostarczania prądu zwarciovego,
- e) zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu,
- f) pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej;

Art. 5:

4e. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

Art. 5a1 – agregator:

1. Świadczenie usług agregacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług agregacji zawartej pomiędzy odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem.

2. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawierana jest niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3 i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, lub dystrybucją energii elektrycznej.

3. Umowa, o której mowa w ust. 1, powinna zawierać co najmniej postanowienia określające przedmiot i podstawowe zobowiązania stron, zasady i warunki realizacji usług agregacji, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, zasady komunikacji i przekazywania informacji oraz ich ochrony, okres obowiązywania umowy, warunki jej zmiany oraz warunki zakończenia jej obowiązywania.

4. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, który zawarł umowę o świadczenie usług agregacji z niezależnym agregatorem, nie może zostać obciążony z tego powodu dyskryminacyjnymi wymogami technicznymi, procedurami oraz nieuzasadnionymi opłatami lub karami przez sprzedawcę energii elektrycznej.

5. Agregator jest zobowiązany do przekazywania odbiorcom końcowym energii elektrycznej kompleksowych danych dotyczących warunków oferowanych im umów.

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

6. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może zawrzeć umowę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie z jednym agregatorem.

7. Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora.

8. Agregator publikuje na swojej stronie internetowej stosowane przez siebie wzorce umów, o których mowa w ust. 1.;

Art. 5b2 – usługa agregacji:

1. Świadczenie usług agregacji odbywa się zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej i wymogami z zakresu przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, przez operatora systemu elektroenergetycznego na którego obszarze działania świadczona jest agregacja. Jeżeli właściwy jest więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego warunki i wymogi powinny być dochowane względem każdego z tych operatorów.

Art. 5b3:

Agregator:

1) ma prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku;

2) uczestniczy, zgodnie z przyjętymi zasadami określonymi w art. 9c ust 2 i 3, w wymianie danych pomiędzy uczestnikami rynku, z zachowaniem pełnej ochrony poufnych informacji handlowych i danych osobowych odbiorców;

3) ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.

Art. 5b4:

Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po wpisaniu do rejestru działalności agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „rejestrem agregatorów”.

Art. 7a – linia bezpośrednia:

3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r. poz. 1333, z późn. zm.3), uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z wyjątkiem ust. 3b. Zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

Po ust. 3a dodaje się ust. 3b–3d w brzmieniu: „3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- 1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące;
- 2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej.

8. Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2.

9. Wyprowadzanie mocy z jednostki wytwarzania energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa wytwórcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej na potrzeby własne jednostki wytwarzania energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej na zasadach określonych w art. 4 ust. 2.;

Art. 9c – usługi systemowe nietyczące częstotliwości:

ust. 3 – Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za (treść z ustawy):

po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu: „5a) zakup usług systemowych nietyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej;”;

po pkt 8 dodaje się pkt 8a i 8b w brzmieniu (**usługi elastyczności**): „8a) wykorzystanie usług elastyczności, które zapewniają rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, magazynowaniem energii elektrycznej oraz agregatorów;

8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;”;

Art. 9c ust.7b – możliwość odłączenia przez OSD jednostek innych niż mikro:

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, posiadającego połączenie z siecią tego operatora, polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej innej niż mikroinstalacja, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączoną do sieci dystrybucyjnej lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej;

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Art. 11zf. – odbiorca aktywny:

Odbiorca aktywny może działać samodzielnie lub za pośrednictwem agregacji.

Art. 11zg – odbiorca aktywny:

1. Odbiorca aktywny ma prawo do powierzenia innemu podmiotowi zarządzania instalacją wymaganą do jego działalności.
2. Zarządzanie instalacją przez podmiot, o którym mowa w ust. 1, obejmuje instalowanie, eksploatację, utrzymanie lub obsługę danych.
3. Podmiotu zarządzającego instalacją nie uznaje się za odbiorcę aktywnego.

Art. 11zh. Odbiorca aktywny:

Odbiorca aktywny ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie może delegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie na rzecz wybranego przez siebie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.”

Art. 16 ust. 4 – Plany rozwoju:

4. Operator systemu dystrybucyjnego: 2) elektroenergetycznego – sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat – plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.”,

Art. 16 ust.5 – Plany rozwoju:

„5. Plan, o którym mowa w ust. 1, sporządzany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmuje dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, sporządzaną na okres nie krótszy niż:

- 1) 15 lat – w przypadku operatora systemu przesyłowego;
- 2) 10 lat – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego.”,

Art. 16 ust. 8b – Plany rozwoju:

8b. Plan, o którym mowa w ust. 1, opracowywany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego: 1) zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania tego operatora na usługi elastyczności w okresie wskazanym w ust. 4 pkt 2; 2) obejmuje wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, które operator ten uwzględnia jako rozwiązanie alternatywne wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.”

Art. 23 ust. 3 pkt 11g i 11h (dodano do zadań URE):

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

11g) zapewnienie niezbędnych ram regulacyjnych i zachęt umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na ich obszarach;

11h) ocenę rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług;”

Art. 24b – tzw. piaskownice regulacyjne

1. Prezes URE, na uzasadniony wniosek osoby prawnej lub jednostki organizacyjnej niebędącej osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów ustawy, określonych w ust. 2, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej i gazowej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

2. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć:

- 1) warunków dostępu do sieci i korzystania z sieci i instalacji określonych w art. 7 i 7a;
- 2) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37;
- 3) zakresu obowiązków, o których mowa w art. 45 i 47, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego.

3. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać udzielone, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- 1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa określonych w art. 13;
- 2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub gazowego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne;
- 3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, uniemożliwiające realizację projektu bez uzyskania odstępstwa, o którym mowa w ust. 1.

4. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, nie jest przyznawane, jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że realizacja projektu, o którym mowa w ust. 1, zagrazi prawidłowemu świadczeniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej lub gazu.

5. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać przyznane na okres nie dłuższy niż trzy lata, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do lat trzech.

6. Prezes URE z urzędu lub na pisemny wniosek podmiotu, na który oddziałuje projekt, o którym mowa w ust. 1, może przeprowadzić kontrolę w zakresie przestrzegania

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

przez podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1.

7. W przypadku gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 6, Prezes URE stwierdzi, że podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, nie przestrzega warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE wzywa ten podmiot do usunięcia naruszeń z pouczeniem, że ich nieusunięcie w określonym w wezwaniu terminie, spowoduje cofnięcie odstępstwa.

8. W celu wyłonienia projektów, o których mowa w ust. 1, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza postępowanie projektowe nie rzadziej niż raz w roku.

9. W mowa celu przeprowadzenia postępowania, o którym w ust. 8, Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informator postępowania projektowego.

10. Podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1:

- 1) informuje zainteresowane podmioty, na które oddziałuje projekt, o eksperymentalnym charakterze projektu, a także o warunkach wykonywania obowiązków, od których przyznane zostało odstępstwo;
- 2) składa Prezesowi URE raporty okresowe z przebiegu realizacji projektu oraz raport końcowy w terminie i w formie wskazanej decyzji, o której mowa w ust. 1;
- 3) udziela, na żądanie Prezesa URE, wyjaśnień dotyczących realizacji projektu, w tym udostępnia dokumenty lub inne nośniki danych związane z realizacją projektu.

11. W sprawozdaniu, o którym mowa w art. 24, Prezes URE przedstawia postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz dokonuje oceny wpływu udzielonych odstępstw, o których mowa w ust. 1, na realizację celów tych projektów.”;

Art. 43g. – OSD a magazyny energii

1. Operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkiem ust. 2, nie może być posiadaczem, nie może wznosić, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii.

2. Operator systemu elektroenergetycznego może być posiadaczem magazynu energii, wznosić, obsługiwać magazyn energii lub nim zarządzać pod warunkiem, że:

- 1) na wniosek operatora Prezes URE, w drodze decyzji, uznał magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci, albo
- 2) łącznie spełnione są następujące warunki:
 - a) magazyn energii jest niezbędny operatorowi systemu elektroenergetycznego w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie będzie on wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej,

b) Prezes URE w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, wyraził zgodę na przeprowadzenie procedury, o której mowa w lit. c oraz zatwierdził warunki przeprowadzania tej procedury przetargowej,

c) operator systemu elektroenergetycznego przeprowadził otwartą, przejrzystą i niedyskryminacyjną procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu mającego świadczyć usługi systemowe na rzecz tego operatora z wykorzystaniem magazynu energii będącego w posiadaniu takiego podmiotu lub przez niego wzniesionego, zarządzanego lub obsługiwanego,

d) w wyniku przeprowadzenia procedury, o której mowa, w lit. c, nie wyłoniono żadnego podmiotu, w szczególności z uwagi na brak możliwości świadczenia usług systemowych, w odpowiednich terminach i z uwzględnieniem rozsądnych kosztów realizowanych w oparciu o magazyn energii.

3) W decyzji, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, Prezes URE może określić z urzędu lub na wniosek wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu zapewnienia równoprawnej i przejrzystej procedury przetargowej, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. c.

4) W przypadku wydania decyzji, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego Prezes URE przekazuje ją do Komisji Europejskiej oraz Agencji ds. Współpracy Organów Regulacyjnych w terminie miesiąca od dnia jej wydania.

5) Prezes URE przeprowadza, przynajmniej raz na pięć lat, konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii, których celem jest ustalenie, czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo, wyznaczając termin na zgłoszenie tego zainteresowania nie krótszy niż 3 miesiące. Informacje o wynikach konsultacji Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

7) Jeżeli w wyniku konsultacji, o których mowa w ust. 5, Prezes URE stwierdził, że inne podmioty są w stanie w sposób efektywny kosztowo posiadać i wykorzystywać magazyn energii, zarządzać nim lub go obsługiwać, zobowiązuje on, w drodze decyzji, operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu energii w terminie 18 miesięcy od dnia jej doręczenia, określając sposób i warunki tego przekazania oraz zasady ustalania i zwrotu operatorowi systemu elektroenergetycznego kapitału zaangażowanego w tą działalność z uwzględnieniem amortyzacji.

9) Przepisów ust. 5–8 nie stosuje się do:

1) magazynu energii będącego w pełni zintegrowanym elementem sieci;
2) magazynu energii składającego się z akumulatorów, w okresie amortyzacji takiego magazynu energii, pod warunkiem że taki magazyn energii łącznie spełnia następujące warunki:

a) został przyłączony do sieci w ciągu dwóch lat od daty, o której mowa w lit. e,

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

- b) współpracuje odpowiednio z systemem przesyłowym albo dystrybucyjnym,
- c) jest wykorzystywany wyłącznie do natychmiastowego przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, a redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943 nie może natychmiastowo przywrócić bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- d) nie jest wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej oraz bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943,
- e) decyzję inwestycyjną w rozumieniu art. 2 pkt 3a ustawy 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144) podjęto przed dniem 4 lipca 2019 r. – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo przed dniem 1 stycznia 2025 r. – w przypadku operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;

Art. 45 ust. 1j – pokrycie kosztów usług elastyczności:

W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem zamówień.

NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.



PROJEKT „ROZWÓJ ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W KLASTRACH ENERGII – KLASTER” W RAMACH KTÓREGO DZIAŁAŁ ZESPÓŁ PROJEKTOWY IDEA/NCBJ JEST WSPÓŁFINANSOWANY ZE ŚRODKÓW NARODOWEGO CENTRUM BADAŃ I ROZWOJU W RAMACH PROGRAMU BADAŃ I PRAC NAUKOWYCH ROZWOJOWYCH: „SPOŁECZNY I GOSPODARCZY ROZWÓJ POLSKI W WARUNKACH GLOBALIZUJĄCYCH SIĘ RYNKÓW GOSPOSTRATEG” / UMOWA NR GOSPOSTRATEG1/385085/21/NCBR/19

Raport: „Kompedium wiedzy o usługach elastyczności”

Raport został wykonany w ramach projektu Elastyczna Dystrybucja B+R oraz „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju