

# CZĘŚĆ II DZIEŁA: MODEL AGREGACJI W KONTEKŚCIE MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

## SPORZĄDZONEGO DLA MINISTERSTWA KLIMATU I ŚRODOWISKA

*Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej pochodzących z opłat rejestracyjnych, na zamówienie Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*



Wersja dokumentu z dnia 12.12.2022 r.

## Spis treści

<b>PODSTAWA PRAWNA .....</b>	<b>4</b>
<b>WYKAZ SKRÓTÓW .....</b>	<b>6</b>
<b>1. CEL I ZAKRES OPRACOWANIA .....</b>	<b>8</b>
<b>2. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....</b>	<b>9</b>
2.1. Definicja magazynowania energii elektrycznej .....	9
2.2. Podmioty mogące magazynować energię .....	9
2.2.1. Odbiorca aktywny .....	9
2.2.2. Członek obywatelskiej społeczności energetycznej .....	10
2.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, w tym agregator.....	11
2.2.4. OSD lub OSP w zakresie dopuszczalnym przez regulacje.....	11
2.3. Zasady przyłączania magazynów energii elektrycznej i warunki korzystania z KSE .....	12
2.4. Rejestr lub koncesja na magazynowanie energii.....	14
2.5. Okresy rozliczeniowe .....	15
2.6. Taryfy.....	15
2.7. Instrukcje .....	16
<b>3. AGREGACJA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....</b>	<b>17</b>
3.1. Definicja agregacji .....	17
3.2. Regulacje prawne dotyczące agregacji.....	17
3.2.1. Podmioty mogące zostać agregatorami magazynów energii elektrycznej.....	17
3.2.2. Obszar działalności agregatora .....	18
3.2.3. Rejestr agregatorów .....	18
3.2.4. Taryfy .....	18
3.2.5. Okres Rozliczeń .....	19
3.2.6. Instrukcje.....	19
3.3. Przegląd istniejących modeli agregacji .....	19
3.4. Modele działania wybranych firm będących agregatorami OZE .....	22
3.4.1. Next Kraftwerke w Niemczech .....	22

3.4.2.	Sonnen w Niemczech .....	23
3.4.3.	Voltalis we Francji.....	24
3.4.4.	Ecotricity w Wielkiej Brytanii .....	24
3.4.5.	Columbus w Polsce .....	24
<b>3.5.</b>	<b>DSR jako forma agregacji.....</b>	<b>25</b>
<b>3.6.</b>	<b>Rynek mocy.....</b>	<b>26</b>
<b>4.</b>	<b>PROPONOWANY MODEL AGREGACJI W POLSCE .....</b>	<b>28</b>
<b>4.1.</b>	<b>Metodyka opracowania modelu biznesowego agregacji magazynów energii elektrycznej.....</b>	<b>28</b>
4.1.1.	Analiza danych zastanych .....	28
4.1.2.	Studium przypadku.....	29
4.1.3.	Analiza SWOT .....	30
4.1.4.	Analiza PEST .....	30
4.1.5.	Model Osterwaldera / Technika pracy grupowej .....	30
<b>4.2.</b>	<b>Proponowany model agregacji magazynów energii elektrycznej .....</b>	<b>31</b>
4.2.1.	Model operacyjny agregatora magazynów energii elektrycznej .....	33
4.2.2.	Business Model Canvas (Model Osterwaldera) .....	45
4.2.3.	Analiza SWOT / TOWS.....	48
4.2.4.	Analiza PEST .....	50
4.2.5.	Określenie struktury przychodów i kosztów agregatora.....	56
4.2.6.	Podsumowanie .....	61
<b>5.</b>	<b>MODEL WYBORU AGREGATORA - PROPOZYCJA SYSTEMU AUKCYJNEGO .....</b>	<b>63</b>
<b>5.1.</b>	<b>Wprowadzenie .....</b>	<b>63</b>
<b>5.2.</b>	<b>Modele aukcyjne funkcjonujące w Polsce.....</b>	<b>63</b>
5.2.1.	Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii .....	63
5.2.2.	Aukcje mocy .....	65
<b>5.3.</b>	<b>Propozycja modelu aukcyjnego dla agregatora .....</b>	<b>66</b>
<b>6.</b>	<b>PODSUMOWANIE .....</b>	<b>71</b>
<b>7.</b>	<b>SPIS RYSUNKÓW .....</b>	<b>72</b>
<b>8.</b>	<b>SPIS TABEL .....</b>	<b>73</b>

## Podstawa prawna

- [1] 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 („Dyrektywa 2019/944”)
- [2] Dyrektywa PE i Rady (UE) 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany Dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia Dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE („EED”)
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED II”)
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca Dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i Dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej („Dyrektywa EPBD”)
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814
- [6] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej („Rozporządzenie 2019/943”)
- [7] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne („Prawo energetyczne”)
- [8] Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw
- [9] Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw
- [10] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii („uOZE”)
- [11] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw
- [12] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy („uRM”)
- [13] Projekt zmiany EED z dnia 4 lipca 2021 r. COM (2021) 558 final, 2021/0203(COD) („projekt zmEED”)
- [14] Projekt zmiany RED II z dnia 4 lipca 2021 r. COM (2021) 557 final, 2021/0218 (COD) („projekt zmRED II”)
- [15] Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (2021/0425/COD)
- [16] Projekt Rozporządzenia Parlamentu i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (2021/0424/COD),
- [17] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii („UC74”)
- [18] Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw („UC99”).

- [19] Załącznik 1 Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z dnia 2 lutego 2021 r.
- [20] Barriers to Independent Aggregators in Europe, Bray, R. i Woodman, B., 2019
- [21] Monitoring and Performance Evaluation of the Real-life Pilot Projects, De Clercq, S. i Lucendo, C.G., 2018
- [22] Improved Business Models of selected aggregators in target countries, Fleischhacker, A., Lettner, G., Schwabeneder, D., Moisl, F., Auer, H., Pause, F., Wizinger, S. i Verhaegen, R., 2017
- [23] Review of future electricity market options, Pause, F., Wizinger, S., Fleischhacker, A. i Lettner, G., 2016
- [24] Existing business models for renewable energy aggregators, Ruben Verhaegen i Carlos Dierckxsens, 2016
- [25] An assessment of the economics of and barriers for implementation of the improved business models, Verhaegen, R., Beaumont, R., Lettner, G. i Fleischhacker, A., 2017
- [26] Documentation of pilot business model implementation and results, Verhaegen, R., Beaumont, R., Lettner, G., Schwabeneder, D. i Fleischhacker, A., 2017
- [27] Technical, market, environmental and social benefits of aggregation BMs within the consortium, Verhaegen, R., Dierckxsens, C., Fleischhacker, A. i Lettner, G., 2016
- [28] Epistemologia, metodologia i metody badań w naukach o zarządzaniu i jakości, Lenart-Gansiniec, R. i Sułkowski, Ł., 2021
- [29] Metodyka mapowania technologii w badaniach foresight, Gudanowska, A.E., 2021
- [30] Metody planowania strategicznego, Lisiński, M., 2004

## Wykaz skrótów

Skrót	Znaczenie
BMC	Model Osterwaldera (ang. Business Model Canvas)
CEER	Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (ang. Council of European Energy Regulators)
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
DSR	Reakcja Strony Popytowej (ang. Demand Side Response)
EE	Energia elektryczna
IRP	Interwencyjna Redukcja Poboru
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
NIMBY	Syndrom "nie na moim podwórku" (ang. Not In MY Back Yard)
nN	Niskie napięcie
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PEST	Analiza czynników politycznych, ekonomicznych, socialno-kulturowych i technologicznych (ang. political, economic, social-cultural and technological)
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
SAIDI	Wskaźnik średniego systemowego czasu trwania przerwy (ang. System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw (ang. System Average Interruption Frequency Index)

SO	Spółka obrotu
SWOT	Analiza mocnych, słabych stron, szans i zagrożeń (ang. strengths, weaknesses, opportunities and threats)
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
USE	Umowa sprzedaży energii elektrycznej
VPP	Wirtualna elektrownia (ang. Virtual Power Plant)

## 1. Cel i zakres opracowania

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie modelu agregacji w kontekście magazynowania energii elektrycznej. Model agregacji ma służyć prosumetom, którzy są zainteresowani nowymi usługami związanymi z magazynowaniem energii elektrycznej, świadomie zarządzać produkowaną we własnej instalacji energią odnawialną oraz brać aktywny udział w podnoszeniu bezpieczeństwa energetycznego na lokalnym poziomie.

Model został opracowany z uwzględnieniem najważniejszych regulacji prawnych w zakresie rynku energii, tj. ustawy – Prawo energetyczne, Dyrektywy 2019/944, a także nowych przepisów zaproponowanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74).

Opracowanie zawiera:

- Przegląd najważniejszych regulacji prawnych dotyczących magazynowania energii elektrycznej;
- Definicję i przegląd najważniejszych regulacji w zakresie agregacji energii elektrycznej;
- Przegląd istniejących modeli agregacji na rynku europejskim wraz z odwołaniem się do przykładowych przedsiębiorstw świadczących już takie usługi;
- Opis metodyki przyjętej do opracowania modelu agregacji mającego funkcjonować na rynku polskim;
- Propozycję modelu agregacji dla rynku polskiego w ujęciu modelu operacyjnego, biznesowego modelu Canvas, a także jego weryfikacji poprzez analizę SWOT i PEST;
- Propozycję modelu systemu aukcyjnego dla agregatorów energii elektrycznej;
- Wnioski i rekomendacje.



## 2. Magazynowanie energii elektrycznej

### 2.1. Definicja magazynowania energii elektrycznej

W rozumieniu Dyrektywy 2019/944 przez magazynowanie energii elektrycznej należy rozumieć odroczenie w systemie energetycznym końcowego zużycia energii elektrycznej w odniesieniu do chwili jej wytworzenia lub przekształcenie jej do innej postaci energii elektrycznej lub wykorzystanie jej pod postacią innego nośnika energii.

Prawo energetyczne opisuje magazynowanie energii elektrycznej jako przetworzenie energii pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez przyłączoną i współpracującą z siecią jednostkę wytwórczą do innej postaci energii, przechowywanie jej, a następnie przetworzenie ponownie na energię elektryczną.

W związku z powyższym, magazyn energii elektrycznej może stanowić uzupełnienie dla funkcjonowania OZE, w których produkcja energii elektrycznej uzależniona jest od warunków pogodowych. Jest to szczególnie korzystne w sytuacjach, gdy OZE nie jest w stanie zaspokoić bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

### 2.2. Podmioty mogące magazynować energię

#### 2.2.1. Odbiorca aktywny

Odbiorcą aktywnym w myśl Dyrektywy 2019/944 jest odbiorca końcowy lub grupa wspólnie działających odbiorców końcowych, zużywających lub magazynujących energię elektryczną wytwarzaną na należącym do nich terenie o określonych granicach lub w przypadku zezwolenia na to przepisów obowiązujących w danym państwie członkowskim, na innym terenie, lub sprzedających wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub uczestniczących w systemach elastyczności bądź efektywności energetycznej, pod warunkiem, iż działalność ta nie stanowi podstawowej ich działalności gospodarczej ani zawodowej.

Zgodnie z ustawą uOZE wyróżniamy typy prosumentów jak niżej:

- prosument energii odnawialnej - odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 459 i 830);
- prosument wirtualny energii odnawialnej - odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej

elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej;

- prosument zbiorowy energii odnawialnej - odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Ustawa uOZE wprowadza także definicję reprezentanta prosumentów, którym może być osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej - także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.

### **2.2.2. Członek obywatelskiej społeczności energetycznej**

Zgodnie z definicją Dyrektywy 2019/944 obywatelska społeczność energetyczna to osoba prawna, która wyraża otwarte i dobrowolne uczestnictwo oraz jest poddawana skutecznej kontroli poprzez członków lub udziałowców, których stanowią osoby fizyczne, organy samorządowe, z uwzględnieniem gmin lub małe przedsiębiorstwa. Głównym celem członka obywatelskiej społeczności jest przede wszystkim zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla członków, udziałowców lub lokalnych obszarów, na terenie których prowadzi ona działalność. Podmiot ten może zajmować się wytwarzaniem, w tym również ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużywaniem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych, a także innych usług energetycznych na rzecz członków lub udziałowców danej społeczności.

### 2.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, w tym agregator

Zapisy Dyrektywy 2019/944 określają przedsiębiorstwo energetyczne jako osobę fizyczną lub prawną, prowadzącą co najmniej jedną ze wskazanych działalności: wytwarzanie, przesył, dystrybucja, agregacja, odpowiedź odbioru, magazynowanie energii, dostawy lub zakup energii elektrycznej oraz jest odpowiedzialna za zadania handlowe, techniczne lub w zakresie utrzymania dotyczące tych rodzajów działalności, z wyjątkiem odbiorców końcowych.

Przedsiębiorstwo energetyczne w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne to podmiot, który prowadzi działalność gospodarczą w co najmniej jednym z poniższych zakresów:

- wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw lub energii bądź obrotu nimi,
- przesyłania dwutlenku węgla,
- przeladunku paliw ciekłych.

### 2.2.4. OSD lub OSP w zakresie dopuszczalnym przez regulacje

Zgodnie z Dyrektywą 2019/944, operator systemu dystrybucyjnego to osoba fizyczna lub prawna odpowiedzialna za eksploatację, zapewnienie utrzymania i rozbudowę systemu dystrybucyjnego na określonym obszarze. W uzasadnionych sytuacjach operator odpowiada za wzajemne połączenia z innymi systemami i zapewnienie zdolności systemu, w perspektywie długoterminowej, do zaspokojenia uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybuowaną energię elektryczną.

Ten sam dokument wskazuje definicję operatora systemu przesyłowego jako osobę fizyczną lub prawną odpowiadającą za eksploatację, zapewnienie utrzymania, rozbudowę systemu przesyłowego na określonym obszarze - w przypadku wystąpienia takiej konieczności oraz w uzasadnionych sytuacjach za jego wzajemne połączenia z innymi systemami i zapewnienie zdolności systemu w perspektywie długoterminowej do zaspokojenia uzasadnionego zapotrzebowania na przesył energii elektrycznej.

Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych mogą być właścicielami instalacji magazynowania energii tylko jeśli są w pełni zintegrowanymi elementami sieci i organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są poniższe warunki:

- inne strony po przeprowadzeniu przetargu i uzyskaniu zgody organu regulacyjnego nie uzyskały prawa do prowadzenia magazynu energii elektrycznej,
- takie instalacje lub usługi pomocnicze są niezbędne dla operatorów systemów przesyłowych do zapewnienia dostaw energii i nie są wykorzystywane do obrotu energią elektryczną,
- organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz możliwość stosowania procedury przetargowej i udzielił zgody.

W razie zainteresowania innych inwestorów operatorzy systemów przesyłowych wycofują się z magazynowania energii w terminie 18 miesięcy. Nie ma to jednak zastosowania do magazynów energii elektrycznej będących w pełni zintegrowanymi elementami sieci i do zwykłego okresu amortyzacji nowych instalacji magazynowania w akumulatorach, jeżeli decyzję podjęto do 2024 r. pod warunkiem, że:

- zostały podłączone do sieci najpóźniej po dwóch latach od tej daty,
- są włączone do systemu przesyłowego,
- są wykorzystywane wyłącznie do przywrócenia bezpieczeństwa sieci w sytuacjach awaryjnych do czasu, gdy normalne redysponowanie rozwiąże problem,
- nie są wykorzystywane do obrotu energią elektryczną.

### **2.3. Zasady przyłączania magazynów energii elektrycznej i warunki korzystania z KSE**

Zgodnie z Dyrektywą 2019/944 odbiorcy aktywni będący właścicielami instalacji magazynowania energii powinni mieć prawo do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej w rozsądnym terminie po spełnieniu odpowiednich warunków w szczególności w zakresie bilansowania i opomiarowania systemu.

Operator systemu przesyłowego:

- Publikuje procedury przyłączenia nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego. Procedury te powinny być wcześniej zatwierdzone przez odpowiednie organy regulacyjne;
- Nie jest uprawniony do odmowy przyłączenia nowej instalacji wytwórczej lub instalacji magazynowania energii ze względu na przeszłe ograniczenia zdolności sieci;
- Może ograniczać gwarantowaną moc przyłączeniową lub oferować przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń eksploatacyjnych, jeśli zatwierdził je organ regulacyjny.

Organ regulacyjny zapewnia, aby ograniczenia były niedyskryminacyjne i nie tworzyły dodatkowych przeszkód. Ograniczenia nie mają zastosowania, gdy instalacja wytwórcza lub instalacja magazynowania energii ponosi koszty z zapewnieniem nieograniczenia przyłączenia.

Zgodnie z Prawem energetycznym w pierwszym etapie inwestor składa wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej, zawierający:

- parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW,
- pojemność nominalną wyrażoną w kWh,

- sprawność magazynu energii elektrycznej. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część tej jednostki wytwórczej lub instalacji, zawiera takie same informacje.

W przypadku urządzeń przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę z wyjątkiem:

- przyłączenia jednostki wytwórczej o mocy większej niż 2 MW,
- przyłączenia urządzeń odbiorcy końcowego o mocy nie większej niż 5 MW,
- przyłączenia magazynu energii elektrycznej o mocy nie większej niż 2 MW,
- przyłączenia jednostki wytwórczej, której częścią jest magazyn energii elektrycznej, których moc nie jest większa niż 2 MW,
- przyłączenia instalacji odbiorcy końcowego, której część stanowi magazyn energii, którego moc nie jest większa niż 5 MW.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 60 dni od dnia złożenia wniosku o przyłączenie przez wnioskodawcę III lub VI grupy przyłączeniowej do sieci powyżej 1kV niewyposażonego w źródło ani magazyn energii elektrycznej,
- 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej.

Umowa o przyłączenie magazynu energii elektrycznej do sieci zawierana między przedsiębiorstwem energetycznym a inwestorem powinna zawierać:

- termin realizacji przyłączenia,
- wysokość opłaty za przyłączenie,
- miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego,
- zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- harmonogram przyłączenia,
- warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci,
- przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii,
- ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru,
- moc przyłączeniową,

- odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji,
- okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
- parametry magazynu energii elektrycznej zawarte w złożonym wniosku o określenie warunków przyłączenia.

Za przyłączenie magazynu energii elektrycznej opłatę ustala się na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Podmiot, ubiegający się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej, określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Taryfy należy wyliczać w sposób zapewniający pokrycie kosztów działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych magazynów energii elektrycznej.

Dodatkowo w zakresie magazynów energii elektrycznej istnieje konieczność zawarcia umowy dystrybucyjnej (UD) oraz stosowania taryf OSD i IRiESD.

## 2.4. Rejestr lub koncesja na magazynowanie energii

Zgodnie z wymaganiami ustawy Prawo energetyczne przyłączone do sieci magazyny energii elektrycznej, będące jej częścią lub wchodzące w skład jednostki wytwórczej bądź instalacji należącej do odbiorcy końcowego przyłączonej to tej sieci, podlegają rejestrowi, który prowadzony jest przez operatora systemu elektroenergetycznego. Wpisu należy dokonać w terminie 14 dni od dnia przekazania magazynu energii elektrycznej do eksploatacji. Rejestrowi podlegają magazyny energii elektrycznej, których łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci danego operatora systemu elektroenergetycznego, właściciel zobowiązany jest w terminie 7 dni od dnia przekazania magazynu energii elektrycznej do eksploatacji przekazać do operatora wniosek o wpis do rejestru.

Rejestr zawiera:

- oznaczenie posiadacza magazynu energii elektrycznej, w tym: imię i nazwisko albo nazwę z oznaczeniem formy prawnej, miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, siedzibę oraz jej adres, PESEL albo NIP;
- oznaczenie magazynu energii elektrycznej zawierające: określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania, dane dotyczące łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, określonej w kW, dane dotyczące pojemności magazynu energii elektrycznej, określonej w kWh, sprawność magazynu energii elektrycznej, maksymalną moc ładowania wyrażoną w kW, maksymalną moc rozładowania wyrażoną w kW, miejsce przyłączenia, wskazanie

czy magazyn energii elektrycznej stanowi część jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego;

- tytuł prawny do magazynu energii elektrycznej.

Dodatkowo konieczne jest uzyskanie koncesji dla magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW.

## 2.5. Okresy rozliczeniowe

Zgodnie z Dyrektywą 2019/944 każdy odbiorca musi posiadać możliwość wyboru nowego systemu rozliczania energii elektrycznej, uwzględniając podział na energię wprowadzoną oraz zużywaną z sieci. Przepisy określają, że rozliczenie na podstawie zużycia rzeczywistego jest dokonywane raz do roku.

W przypadku braku posiadania przez odbiorcę licznika umożliwiającego operatorowi zdalny odczyt, informacje na temat rozliczeń bazujących na zużyciu rzeczywistym są udostępniane co sześć lub co trzy miesiące, na żądanie oraz gdy wybrano sposób otrzymywania rozliczeń drogą elektroniczną. Odbiorca może także wówczas przekazać operatorowi odczyt samodzielnie, a informacje na temat rozliczeń mogą opierać się także na szacunkowym zużyciu lub stawce ryczałtowej, jeśli odbiorca końcowy nie przekaze w terminie odczytu licznika.

W przypadku posiadania licznika umożliwiającego operatorowi odczyt zdalny, informacje na temat rozliczeń opartych na rzeczywistym zużyciu są przekazywane co najmniej raz na miesiąc i mogą być udostępniane w Internecie.

Prawo energetyczne stanowi, iż w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest elementem wchodzącym w skład jednostki wytwórczej wówczas wyposaża się go w układ pomiarowo-rejestrujący ilość energii pobranej i wprowadzonej. Moc w rozliczeniach pomniejszana jest o iloczyn mocy umownej oraz współczynnika określonego przez różnicę energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z magazynu energii elektrycznej oraz energii pobranej z niej w danym okresie rozliczeniowym.

W ustawodawstwie polskim brak jest obecnie warunków rozliczeń magazynów energii elektrycznej, ponieważ istnieją standardowe warunki rozliczeń odbiorców przyłączonych do sieci EE, co stanowi barierę rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce (brak możliwości rozliczenia usług świadczonych poprzez magazyny energii elektrycznej).

## 2.6. Taryfy

Podmioty magazynujące nie są zobowiązane żadnymi przepisami do sporządzania taryf. Obecnie brak jest bowiem warunków do wprowadzenia taryf do rozliczeń magazynów energii elektrycznej. Istnieją standardowe taryfy i rozliczenia odbiorców przyłączonych do sieci EE, co stanowi barierę rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce - pobieranie opłat za EE do magazynów energii elektrycznej.

## 2.7. Instrukcje

W rozumieniu Dyrektywy 2019/944 odbiorcy aktywni, będący w posiadaniu instalacji magazynującej energię są uprawnieni do przyłączenia do sieci w tzw. rozsądnym czasie po uprzednim złożeniu wniosku i spełnieniu wszelkich wytycznych. Nie są oni objęci zbyt istotnymi wymaganiami w zakresie koncesji i opłat oraz nie podlegają podwójnym opłatom, w tym za magazynowaną energię. Prawo energetyczne przewiduje jednak pobieranie podwójnych opłat za EE wykorzystaną do magazynu energii elektrycznej i zużycia końcowego.

Zgodnie z Dyrektywą 2019/944 odbiorcy aktywni mają możliwość jednoczesnego świadczenia kilku usług, jeśli technicznie jest to wykonalne. Prawo energetyczne nie umożliwia jednak świadczenia kilku usług z uwagi na ograniczenia regulacyjne opisane w III części Działu (brak możliwości kilku umów, kilku POB oraz kilku podmiotów na jeden PPE).

Zapisy Prawa energetycznego zobowiązują, aby w instrukcjach opracowywanych dla sieci elektroenergetycznych zostały uwzględnione szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności w zakresie m.in. wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej.



## 3. Agregacja magazynów energii elektrycznej

### 3.1. Definicja agregacji

Według Dyrektywy 2019/944 termin agregacji oznacza funkcję wykonywaną przez osobę fizyczną lub prawną, która łączy wiele obciążeń po stronie odbiorców lub wytworzoną energię elektryczną do celów sprzedaży, zakupu lub wystawienia na aukcji na jakimkolwiek rynku energii elektrycznej.

Dodatkowo, zgodnie z projektem UC74 działalność agregacji polega 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.

Wprowadzenie powyższego pojęcia do prawa polskiego, oprócz formalnego zaimplementowania wymogów Dyrektywy 2019/944, ma na celu upowszechnić technologię magazynowania energii, a także stworzyć prosumentom możliwości aktywnego uczestniczenia w rynku energii oraz może stanowić alternatywę dla konieczności modernizacji sieci w związku z rosnącą liczbą instalacji OZE na rynku.

### 3.2. Regulacje prawne dotyczące agregacji

#### 3.2.1. Podmioty mogące zostać agregatorami magazynów energii elektrycznej

Dyrektywa 2019/944 wprowadza definicję niezależnego agregatora, oznaczającego uczestnika rynku zajmującego się agregacją, który nie jest powiązany z dostawcą odbiorcy.

Natomiast, projekt UC74 wprowadza dwie definicje agregatora:

- Agregatora jako podmiot zajmujący się agregacją zgodnie z definicją w pkt. 3.1.,
- Niezależnego agregatora oznaczającego uczestnika rynku zajmującego się agregacją, który w odróżnieniu od zwykłego agregatora nie jest powiązany z dostawcą odbiorcy (spółką obrotu), z którym odbiorca zawarł umowę na świadczenie usług agregacji.

Do obu modeli zastosowanie mają przepisy świadczenia usług agregacji, co gwarantuje im świadczenie usług na równych zasadach. Ponadto odbiorcy końcowi nie będą mogli zostać obciążeni przez przedsiębiorstwa energetyczne dyskryminacyjnymi wymogami, nieuzasadnionymi opłatami lub karami z powodu zawarcia umów o świadczenie usług agregacji z niezależnymi agregatorami.

Dyrektywa 2019/944 zobowiązuje państwa członkowie, aby ich wewnętrzne regulacje umożliwiały każdemu agregatorowi (w tym niezależnemu) wejście na rynek bez zgody jego innych uczestników. Państwa członkowskie mogą wymagać od przedsiębiorstw energetycznych lub aktywnych odbiorców końcowych wypłaty rekompensaty finansowej

dla innych uczestników rynku lub podmiotów odpowiedzialnych za ich bilansowanie, jeżeli aktywacja odpowiedzi odbioru bezpośrednio na nich wpływa. W przypadku agregatorów rekompensata finansowa ogranicza się do pokrycia kosztów poniesionych przez dostawców aktywnych odbiorców lub podmiotów odpowiedzialnych za ich bilansowanie.

Zgodnie z UC 74 agregator będzie mógł podjąć działalność po:

- złożeniu wniosku o zamieszczeniu jego danych w rejestrze agregatorów, prowadzonego przez Prezesa URE w formie elektronicznej,
- zawarciu umowy o świadczenie usług agregacji zawartej z odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej.

### **3.2.2. Obszar działalności agregatora**

W świetle Dyrektywy 2019/944 rola agregatora może być sprawowana na terenie Unii Europejskiej, jednakże przepisy nie wykluczają wejścia na wewnętrzny rynek podmiotów pochodzących z państw trzecich.

Świadczenie usług agregacji odbywać się ma zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej określonymi przez właściwego miejscowo operatora sieci elektroenergetycznej (w Polsce PSE jako OSP oraz OSD) po złożeniu wniosku.

Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może być agregowany w tym samym czasie tylko przez jednego agregatora.

Po wdrożeniu do prawa polskiego funkcji agregatora konieczne jest wprowadzenie stosownych zapisów implementujących w/w zasady na poziomie taryf, instrukcji oraz standardów umów dystrybucyjnych.

### **3.2.3. Rejestr agregatorów**

Wejście na rynek energii elektrycznej przez agregatora nie wymaga zgody innych uczestników i uprawnia do funkcjonowania na równych zasadach jak przedsiębiorstwa energetyczne czy odbiorcy. Agregator będzie mógł podjąć swoją działalność po zamieszczeniu jego danych w rejestrze agregatorów, prowadzonym w formie elektronicznej przez Prezesa URE. Wpis agregatora dokonywany jest na podstawie złożonego przez niego wniosku.

### **3.2.4. Taryfy**

Zgodnie z uzasadnieniem projektu UC74 agregacja została wyłączona z obowiązku sporządzania taryf. Natomiast w przypadku taryf OSD za korzystanie z KSE zalecane jest wprowadzenie stosownych zapisów implementujących zasady korzystania przez agregatora z KSE na poziomie taryf OSD, instrukcji OSD oraz standardów umów dystrybucyjnych.

### 3.2.5. Okres Rozliczeń

Z uwagi na fakt, iż zgodnie z uzasadnieniem projektu UC74 agregacja została wyłączona z taryf, należy założyć, że będą tu obowiązywały ogólne zasady rozliczeń (na podstawie propozycji URE i okresów oferowanych przez operatorów rynkowych).

Zalecane jest wprowadzenie stosownych zapisów implementujących zasady rozliczenia w czasie rzeczywistym przy wykorzystaniu smart metering oraz stosownych zapisów taryf i instrukcji OSD oraz warunków umów dystrybucyjnych i warunków rynku bilansującego OSP.

### 3.2.6. Instrukcje

Zgodnie z zapisami projektu UC74 agregacja ma odbywać się w sposób zgodny z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej, a także wymogami w zakresie przekazywania pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przez operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania świadczona jest ta agregacja. Treść instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej zawiera szczegółowe regulacje dotyczące specyfikacji usług elastyczności, warunki i zasady ich realizacji oraz w przypadkach szczególnych standardowe produkty.

Zalecane jest wprowadzenie stosownych zapisów implementujących zasady rozliczenia w czasie rzeczywistym przy wykorzystaniu smart metering oraz stosownych zapisów instrukcji OSD oraz warunków umów dystrybucyjnych i warunków rynku bilansującego OSP.

## 3.3. Przegląd istniejących modeli agregacji

Niezależna holenderska organizacja USEF wyróżniła 7 operacyjnych modeli agregatorów w Europie<sup>1</sup>:

- Model zintegrowany - w tym modelu funkcje dostawcy i agregatora łączą się w jednym uczestniku rynku. W takim przypadku rekompensata za niezbilansowanie i nadwyżkę nie jest konieczna;
- Model maklerski - w tym modelu agregator przenosi obowiązki bilansowania na dostawcę. Rekompensata za niezbilansowanie jest rozliczana w oparciu o postanowienia umowne;
- Model kontraktowy - w tym modelu agregator nawiązuje współpracę ze swoim przedsiębiorstwem odpowiedzialnym za bilansowanie. Wskaźniki bilansowania są korygowane później w głównej umowie. Ceny są oparte na postanowieniach umownych;

---

<sup>1</sup> Barriers to Independent Aggregators in Europe" R. Bray and B. Woodman

- Model nieskorygowany - w tym modelu nie przeprowadza się żadnych korekt wskaźników i nie przenosi się wolumenu energii między agregatorem a dostawcą. Aktywny wolumen jest rozliczany przez standardowy mechanizm bilansowania;
- Model skorygowany - w tym modelu odczyty z licznika prosumenta są modyfikowane w oparciu o poziom elastyczności osiągnięty przez agregatora. Transfer energii odbywa się przez prosumenta w oparciu o ceny detaliczne. Agregator współpracuje z własnym przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się bilansowaniem;
- Model centralnie rozliczany - W tym modelu agregator współpracuje z własnym przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się bilansowaniem. Operator systemu przesyłowego (OSP) koryguje wskaźniki bilansowania zgodnie z odpowiedzią odbioru. Rekompensata za otwartość dostaw jest rozliczana przez OSP w oparciu o taryfę;
- Model zysku netto - ten model jest podobny do modelu scentralizowanego rozliczenia, z tym, że koszt dostawcy nie jest ponoszony przez agregatora, ale podzielony. Podział może być ograniczony przez sytuacje, gdzie odpowiedź odbioru przynosi oszczędność energii.

**Tabela 1. Najważniejsze cechy poszczególnych modeli agregacji wyróżnionych przez USEF.**

<b>Wartość</b>	<b>Umowa między agregatorem a dostawcą usług elastyczności</b>	<b>Brak umowy między agregatorem a dostawcą usług elastyczności</b>
Tylko jedna strona jest dostawcą usług elastyczności	Model zintegrowany Model maklerski	Model nieskorygowany
Obie strony są dostawcami usług elastyczności	Model kontraktowy	Model skorygowany Model centralnie rozliczany Model zysku netto

Źródło: Opracowanie własne na podstawie opracowania "Barriers to Independent Aggregators in Europe" R. Bray and B. Woodman.

Natomiast w ramach przeprowadzonego projektu BestRES „Dobre praktyki i wdrażanie innowacyjnych modeli biznesowych dla agregatorów energii odnawialnej” zostały wyróżnione poniższe modele agregacji<sup>2</sup>:

- Model 1 - połączona rola agregatora i spółki obrotu – w tym modelu agregatorem jest spółka obrotu, jednocześnie pełniąc funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe – sprzedaż energii, bilansowanie handlowe i agregacja energii z OZE sprzedawane są w ramach jednej usługi. Takie rozwiązanie zapewnia najmniejszą liczbę formalności do spełnienia (umowy pomiędzy agregatorem i sprzedawcą oraz podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie) oraz brak konieczności prowadzenia rozliczeń finansowych pomiędzy sprzedawcą (spółką obrotu) i agregatorem. Zasadniczo nie istnieją istotne bariery uniemożliwiające przyjęcie omawianego modelu;
- Model 2 - połączona rola agregatora i podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe – agregatorem jest spółka, która pełni jedynie funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe – do wskazanego miejsca dostaw energia dostarczana (sprzedawana) i bilansowana jest przez jeden podmiot, natomiast energia z OZE agregowana i bilansowana przez drugi. W modelu należy ustalić mechanizm rozliczeń pomiędzy agregatorem a spółką obrotu. Dodatkowym wyzwaniem będzie określenie mechanizmu rozliczeń w przypadku, gdy ten sam podmiot świadczy usługi różnym klientom obsługiwanych przez różne spółki obrotu. Należałoby również doprecyzować, który z tych dwóch podmiotów będzie bilansował agregatora oraz spółkę obrotu. Obecnie w Polsce prawo nie dopuszcza możliwości istnienia dwóch podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe w jednym punkcie poboru energii, co stanowi istotną przeszkodę w przyjęciu omawianego modelu;
- Model 3 - połączona rola agregatora i operatora systemu dystrybucyjnego – w tym przypadku usługa agregacji oraz dostarczenia energii odbywa się przez jeden podmiot. Za bilansowanie jednego punktu poboru energii odpowiada jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (sprzedawca energii). Główną przeszkodą we wdrożeniu modelu jest łączenie ról z obszaru regulowanego (dystrybucja) oraz nieregulowanego (agregacja).
- Model 4 - niezależny agregator jako dostawca usług – agregatorem jest niezależny podmiot zewnętrzny, świadczy usługi agregacji jako jeden z wielu podmiotów dostępnych na rynku, nie sprzedaje energii innym uczestnikom rynku. W modelu tym agregator i inny uczestnik rynku podpisują wieloletnie i wyłączne umowy na usługi agregacji. Nie istnieją formalne bariery uniemożliwiające przyjęcie omawianego modelu na rynku polskim.
- Model 5 - agregator dedykowany – w tym modelu agregator uczestniczy w rynku na własne ryzyko. Agregatorem jest niezależny podmiot zewnętrzny, sprzedaje energię innym uczestnikom rynku: spółkom obrotu (umowy bilateralne), na

---

<sup>2</sup> [www.bestres.eu](http://www.bestres.eu)

rynek hurtowy (giełdowy). Nie istnieją formalne bariery uniemożliwiające przyjęcie omawianego modelu na rynku polskim.

- Model 6 - prosument jako agregator – rolę agregatora w tym modelu pełni prosument. Model jest możliwy do wdrożenia w przypadku prosumentów o istotnym zużyciu/produkcji energii oraz ugruntowanej strukturze organizacyjnej, obejmującej kadre zdolną do prowadzenia rozliczeń / bilansowania wyprodukowanej energii. Model nie będzie prosty do wdrożenia w przypadku pojedynczych gospodarstw domowych, gdzie jeden podmiot mógłby agregować wiele gospodarstw.

Jak można zauważyć modele 1-3 przewidują łączone funkcje agregatora z innym obszarem świadczenia usług (POB, obrót, dystrybucja). Modele 4-6 charakteryzują agregatorów niezależnych. W przypadku modeli łączonych przepływ informacji niezbędnych celem rozliczeń prawdopodobnie będzie bardziej płynny. Wdrożenie prawdopodobnie będzie wymagało mniejszej ilości zmian w istniejących regulacjach. W przypadku agregatorów niezależnych istnieje szansa na większą konkurencyjność na rynku, co doprowadzi do optymalizacji kosztów świadczenia usługi.

### **3.4. Modele działania wybranych firm będących agregatorami OZE**

W niniejszym rozdziale przedstawiono przegląd modeli biznesowych wybranych firm, działających na obszarze państw europejskich, wpisujących się w definicję agregatorów OZE. Każda z wybranych firm w zależności od terytorium państwa, na obszarze którego działa, charakteryzuje się innym profilem działalności i zakresem oferowanych usług jako agregator energii elektrycznej, a tym samym w każdym z państw mogą istnieć różne modele agregacji. W związku z tym w niniejszym rozdziale każdą z wybranych firm rozpatrzono ze wskazaniem konkretnego państwa, w którym rozpatruje się jej działalność. Większość z agregatorów reprezentuje głównie model agregatora dedykowanego, działającego na własne ryzyko (Model 5 - agregator dedykowany). Niektóre z firm łączą dodatkowo funkcję agregatora wraz z byciem spółką obrotu (Model 1 - połączona rola agregatora i spółki obrotu) i podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (Model 2 - połączona rola agregatora i podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe). Modele te są modelami dominującymi na terytorium państw europejskich ze względu na to, iż dla firm działających w obszarze agregacji pełnienie funkcji agregatora jest rozszerzeniem dotychczasowej działalności w obszarze odnawialnych źródeł energii lub obrotu energią elektryczną.

#### **3.4.1. Next Kraftwerke w Niemczech**

Next Kraftwerke to spółka obrotu, zajmująca się handlem energią elektryczną, a także będąca operatorem wirtualnych elektrowni (VPP)<sup>3</sup>. Firma ta jest zatem dedykowanym agregatorem OZE, działającym na własne ryzyko (Model 5) i pełni również funkcję spółki obrotu (Model 1), a także podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (Model 2). Agreguje

---

<sup>3</sup> <https://fotowoltaikaonline.pl/agregator-w-fotowoltaice>

ona wytwórców, odbiorców oraz magazyny energii elektrycznej. Swoją działalność firma rozpoczęła od łączenia generatorów awaryjnych, turbin wiatrowych oraz biogazowni, w celu skompensowania wahań zachodzących w sieci. Przedsiębiorstwo agreguje instalacje różnych technologii, jednak wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii. Należą do nich przede wszystkim elektrownie fotowoltaiczne i wodne, farmy wiatrowe, biogazownie, a także samochody elektryczne, elektrolizery oraz magazyny energii elektrycznej. Moc zainstalowana firmy w drugim kwartale 2022 roku wyniosła 10 836 MW, na co złożyło się 14 414 zagregowanych, rozproszonych jednostek<sup>4</sup>, z czego przeszło połowa określonej mocy pochodzi z elektrowni fotowoltaicznych. Poprzez agregację odnawialnych źródeł, a także współpracę elektrowni z rynkiem i przetwarzanie danych firma kreuje inteligentny system energetyczny, przyczyniający się do stabilizacji sieci elektroenergetycznej. Stosując VPP wahania w produkcji energii z OZE mogą być zrównoważone poprzez zwiększanie i zmniejszanie produkcji oraz zużycia energii w jednostkach dostarczających energię bilansującą. Wykorzystanie potencjału cyfryzacji pozwala operatorowi skutecznie zarządzać podażą i popytem na energię elektryczną, co przekłada się na maksymalizację rentowności jej handlu. Dwukierunkowa wymiana danych, zachodząca między poszczególnymi elektrowniami a wirtualną elektrownią umożliwia przekazywanie poleceń sterujących, ale i informuje w czasie rzeczywistym o poziomie wykorzystania mocy przez połączone w sieć jednostki, jak np. o stanie naładowania magazynów energii elektrycznej.

### 3.4.2. Sonnen w Niemczech

Sonnen to niemieckie przedsiębiorstwo działające na rynku branży energetycznej, szczególnie w obszarze magazynowania energii. Znane jest głównie jako producent magazynów energii elektrycznej. Produkty firmy skierowane są do grupy gospodarstw domowych oraz małych firm. Spółka Sonnen oferuje prosumetom zakup własnego magazynu energii elektrycznej, ale i umożliwia stanie się częścią społeczności zwanej sonnenCommunity, uprawniającej jej członków do odsprzedawania i kupowania wygenerowanych nadwyżek energii w przypadku wystąpienia takiej potrzeby. Firma Sonnen wynajmuje również od odbiorców należące do nich magazyny energii elektrycznej lub ich część. Takie rozwiązanie pozwala przedsiębiorstwu świadczyć usługi elastyczności na rzecz OSD. W związku z tym jego model działania wpisuje się w model 4 - niezależnego agregatora jako dostawcę usług. W chwili wystąpienia konieczności wprowadzenia energii do sieci dostarcza ją z zagregowanych magazynów energii elektrycznej lub odbiera, jeśli istnieje potrzeba jej wyprowadzenia.<sup>5</sup> Podstawą systemu działania spółki Sonnen, jako agregatora energii są magazyny energii elektrycznej. Pomimo to członkiem społeczności sonnenCommunity może zostać także prosument nieposiadający systemu magazynowania. Warunkiem ich przyjmowania jest jednak wystarczająca ilość sprzedanych magazynów energii elektrycznej producenta Sonnen. Dodatkowo, za pomocą oprogramowania sonnenVPP tworzone są wirtualne elektrownie oparte na zagregowanych magazynach energii elektrycznej sonnenBateries.

---

<sup>4</sup> <https://www.next-kraftwerke.pl/o-nas>

<sup>5</sup> Agregatorzy energii, czyli pomoc dla prosumetów bez opustów (fotowoltaikaonline.pl)

### 3.4.3. Voltalis we Francji

Firma Voltalis to operator zarządzania elastycznością, który specjalizuje się w obszarze zużycia energii przez gospodarstwa domowe oraz przedsiębiorstwa. Pełni rolę dedykowanego agregatora (Model 5). Oferuje możliwość redukcji zużycia energii elektrycznej w momentach obowiązywania wysokich cen prądu, wspomagając przy tym zachowanie równowagi sieci. Oferowana technologia zapewnia inteligentną redukcję zużycia energii w obiekcie oraz ograniczenie wykorzystywania konwencjonalnych elektrowni emitujących do atmosfery dwutlenek węgla. Przy wsparciu Voltalis możliwe jest szczegółowe monitorowanie zużycia energii i precyzyjne zaplanowanie oszczędności energetycznych w budynku. W momentach braku równowagi w obrębie sieci elektroenergetycznej rozwiązanie w czasie rzeczywistym automatycznie zoptymalizuje zapotrzebowanie urządzeń na prąd. W konsekwencji równowaga w sieci zostaje szybciej przywrócona, bez konieczności włączania jednostek zanieczyszczających produkcję. Elastyczne i kontrolowane zużycie przynosi korzyści dla optymalizacji systemu elektrycznego, ale i dla ekologicznej transformacji. Dzięki inteligentnym sterownikom przedsiębiorstwo świadczy usługę zarządzania zużyciem energii, a w przypadku prosumentów maksymalizacji autokonsumpcji.

### 3.4.4. Ecotricity w Wielkiej Brytanii

Ecotricity świadczy usługi dla klientów prywatnych w zakresie sprzedaży i zakupu czystej energii. Jej sposób działania wpisuje się zatem w Model 1 - połączoną rolę agregatora i spółki obrotu. Około 20% dysponowanej przez firmę energii jest wytwarzane w należących do niej instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła, jak słońce, wiatr i morze. Pozostałą ilość certyfikowaną jako zieloną energię, przedsiębiorstwo kupuje od zielonych wytwórców lub za pośrednictwem rynku hurtowego<sup>6</sup>. Ecotricity dysponuje specjalną ofertą skierowaną do prosumentów. Posiadaczom prywatnych instalacji fotowoltaicznych umożliwia odkup energii eksportowanej po stawkach niższych niż obowiązująca cena rynkowa<sup>7</sup>. Za pomocą tzw. Microtricity prosumenci mogą zarabiać wykorzystując rządową taryfę gwarancyjną. Klienci Ecotricity mogą również liczyć na otrzymanie od firmy inteligentnych liczników. Dzięki ich zastosowaniu odbiorca zyskuje możliwość monitorowania ilości i okresów zużycia energii w swoim obiekcie. Posiadając taką wiedzę możliwe jest dostosowanie i wprowadzenie metod pozwalających na wydajniejsze prowadzenie gospodarstwa i zaoszczędzenie pieniędzy<sup>8</sup>.

### 3.4.5. Columbus w Polsce

Columbus Energy SA, oprócz sprzedaży technologii odnawialnych źródeł energii (w tym w szczególności instalacji fotowoltaicznych oraz pomp ciepła<sup>9</sup>), inwestuje również w rozwój systemów magazynowania energii. Jej sposób działania wpisuje się zatem w Model 5, dedykowanego agregatora działającego na własne ryzyko. Możliwość usługi agregacji

---

<sup>6</sup> <https://www.ecotricity.co.uk/your-green-energy/smart-meters>

<sup>7</sup> Agregatorzy energii, czyli pomoc dla prosumentów bez opustów (fotowoltaikaonline.pl)

<sup>8</sup> <https://www.ecotricity.co.uk/your-green-energy/smart-meters>

<sup>9</sup> <https://columbusenergy.pl/relacje-inwestorskie/o-spolce/historia-spolki/>



skierowana jest do prosumentów znajdujących się w taryfie G12w i daje klientom możliwość klientom rozliczania na zasadach podobnych do systemu opustów, jednak bilansowanie energii odbywa się w proporcjach 1:1. Nadwyżki wygenerowane w prywatnej instalacji fotowoltaicznej są zliczane i przekazywane do sieci. Gdy elektrownia słoneczna przestanie wytwarzać energię lub będzie produkować ilość niewystarczającą na pokrycie zapotrzebowania nadwyżka ta jest w 100% odbierana. Nadprodukcję z wirtualnego magazynu prosumenci mogą odebrać w każdej chwili. Niewykorzystana energia jest kumulowana na indywidualnie przypisanym do prosumenta depozycie i możliwa do wykorzystania przez cały okres trwania umowy. Koszty dystrybucji leżą po stronie agregatora.

### 3.5. DSR jako forma agregacji

DSR jest usługą polegającą na tzw. „odpowiedzi strony popytowej”. Stroną popytową na rynku energii są jej odbiorcy, zaś odpowiedzią obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną na wezwanie OSP (PSE).

Usługa DSR stanowi odpowiedź na rosnące zapotrzebowanie na moc w KSE i jest jedną z możliwości jego wzmocnienia w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków. Przykładowo w przypadku wystąpienia intensywnych opadów śniegu, huraganowych wiatrów, skrajnie niskich lub wysokich temperatur (co w konsekwencji może prowadzić do obniżenia poziomu wody w rzekach) może dojść do wysoce niekorzystnych zjawisk w KSE. Warunki te mogą doprowadzić do następstw, takich jak uszkodzenia linii elektroenergetycznych, wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby chłodzenia, braku generacji energii elektrycznej z OZE, a nawet do okresowych braków mocy z konwencjonalnych źródeł energii.

Odpowiedzią na wystąpienie takich warunków jest m.in. gwarantowane ograniczenie poboru mocy ze strony odbiorców energii elektrycznej – tzw. usługa IRP, czyli usługa interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców. Dzięki tej usłudze odbiorcy otrzymują wynagrodzenie w zamian za dobrowolne i czasowe ograniczenie swojego poboru mocy z sieci elektroenergetycznej.

PSE w ramach DSR podpisały dotychczas umowy na świadczenie usługi IRP do 31.03.2023 r. z poniższymi wykonawcami (agregatorami):

- Enel X Polska Sp. z o.o.,
- Enspirion Sp. z o.o.,
- Lerta JRM Sp. z o.o.,
- Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.

Agregatorzy to firmy pozyskujące przedsiębiorców, które mogą przesunąć lub zredukować część pobieranej mocy w danym czasie. Agregatorzy podpisując umowę z przedsiębiorcami zobowiązują się w niej do:

- reprezentowania ich w kontaktach z PSE,

- odpowiedzialności za przygotowanie oraz złożenie wymaganych dokumentów i wniosku o zawarcie umowy,
- udzielania im pomocy w uzyskaniu niezbędnych certyfikatów do pełnienia usługi IRP,
- informowania ich o ewentualnych wezwaniach do redukcji przez PSE.

Program DSR jest modelem agregacji obecnym na rynku polskim, którego mechanizm funkcjonowania może stanowić podstawę do wypracowania agregacji dla magazynów energii elektrycznej.

### 3.6. Rynek mocy

Rynek mocy jest mechanizmem, który dostarcza dodatkowy strumień przychodów za usługę przekazania mocy do KSE, co oprócz pokrycia zapotrzebowania u odbiorców umożliwia reagowanie na zmiany wytwarzania ze źródeł odnawialnych. Powodem wprowadzenia rynku mocy była głównie obawa, że w KSE może wystąpić znaczący niedobór mocy wytwórczych, wynikający z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię elektryczną, a także znacznego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji. Kolejnymi ważnymi powodami były: niska elastyczność popytu oraz rosnąca zmienność podaży wynikająca ze zwiększającego się udziału w systemie elektroenergetycznym instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w których produkcja uzależniona jest od zmiennych i nie zawsze przewidywalnych warunków atmosferycznych.

Wprowadzenie tego mechanizmu spowodowało, iż obecny model rynku energii elektrycznej w Polsce został zmieniony z rynku jednotowarowego, gdzie wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego, na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży nie podlega tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc, czyli gotowość dostarczenia energii do sieci.

Wybór jednostek rynku mocy dokonywany jest w wyniku aukcji typu holenderskiego, czyli składających się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które są dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej, a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, opuszczają aukcję, kiedy cena kolejnej rundy już nie zapewnia ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie aukcje wygrywają najtańsze oferty.

Dostawcami mocy mogą być<sup>10</sup>:

- jednostki redukcji zapotrzebowania - podmioty lub grupy podmiotów zdolne do ograniczenia poboru energii z sieci poprzez wykorzystanie sterowanego odbioru lub swoich jednostek wytwórczych – np. zakład przemysłowy, który w okresie

<sup>10</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10045,Prezes-URE-oglosil-wyniki-aukcji-glownej-rynku-mocy-na-dostawy-w-2026-roku.html>

zagrożenia ograniczy zapotrzebowanie na moc z systemu uruchamiając agregaty prądotwórcze,

- jednostki wytwórcze – podmioty uprawnione do dostarczania energii elektrycznej do sieci - np. elektrownie lub elektrociepłownie,
- magazyny energii elektrycznej.

Rynek mocy stanowi dodatkową „szansę” na podwyższenie opłacalności funkcjonowania instalacji wytwórczych, dla których pozostałe usługi nie są dostatecznym źródłem przychodów. Mechanizm ten pozwala również poprawić ekonomikę inwestycji w nowe moce, co może zostać wykorzystane przy budowie m.in. magazynów energii elektrycznej. Z perspektywy technicznej magazyn energii elektrycznej posiada możliwość ciągłego i stabilnego oddawania mocy do sieci, co z powodzeniem można wykorzystać właśnie w tym mechanizmie rynkowym.

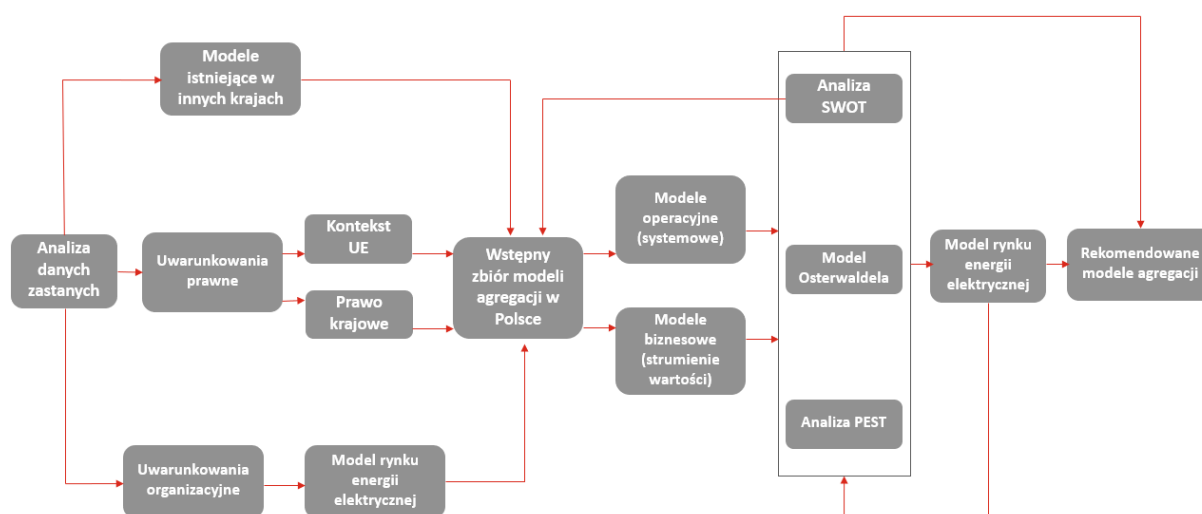
## 4. Proponowany model agregacji w Polsce

### 4.1. Metodyka opracowania modelu biznesowego agregacji magazynów energii elektrycznej

Niniejszy raport opracowano z wykorzystaniem następujących metod:

- Analiza danych zastanych,
- Studia przypadku,
- Analiza SWOT,
- Analiza PEST,
- Model Osterwardela.

Na poniższym schemacie przedstawiono metodykę opracowania modelu biznesowego dla agregacji magazynów energii elektrycznej.



**Rysunek 1. Schemat procesu badawczego.**

Źródło: Opracowanie własne.

#### 4.1.1. Analiza danych zastanych

Analiza danych zastanych obejmuje przegląd literatury, w szczególności:

- krajowych i unijnych aktów prawnych,
- strategii dotyczących sektora energetycznego, w szczególności tematyki magazynowania energii elektrycznej i agregacji,
- literatury naukowej i branżowych raportów w zakresie stanu i rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej,
- opracowań dotyczących istniejących rozwiązań i uwarunkowań funkcjonowania agregatorów.

Celem tego etapu badań jest zidentyfikowanie istniejących w Europie rozwiązań, analiza i ocena uwarunkowań prawnych i organizacyjnych oraz identyfikacja potencjalnych korzyści dla agregatorów, niezależnie od modelu wdrożenia. Do podstawowych źródeł należą ogólnodostępne bazy wiedzy publikacji naukowych, wyników projektów badawczych, baz aktów prawnych oraz informacji publikowanych przez międzynarodowe i krajowe instytucje działające w obszarze energetyki. Szczegółowe zestawienie źródeł literaturowych przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 2. Źródła literaturowe.**

	<b>Kategoria</b>	<b>Pozycja</b>
1	Krajowe i unijne akty prawne	[1] [18]
2	Sektorowe strategie	[19]
3	Literatura naukowa	[20]
4	Istniejące rozwiązania	[21] – [27]
5	Pozostałe	[28] – [30]

Źródło: Opracowanie własne.

#### 4.1.2. Studium przypadku

Studium przypadku definiowane jest jako badanie empiryczne, które bada współczesne zjawisko dogłębnie i w rzeczywistym kontekście, zwłaszcza kiedy granice między zjawiskiem a kontekstem są niewyraźne. Analiza studium przypadku jest rekomendowana, gdy teoria na dany temat nie istnieje lub istnieje tylko w określonym kontekście.<sup>11</sup> Z wymienianych w literaturze trzech celów studiowania przypadków (tj. celów 1. teoriiotwórczego; 2. testującego teorię; 3. ilustracyjnego)<sup>12</sup> w niniejszym opracowaniu głównym priorytetem jest cel ilustracyjny.

Zastosowanie metody ma wspomóc w zrozumieniu problematyki, poszukiwaniu sposobów rozwiązania i formułowania rekomendacji.

<sup>11</sup> Lenart-Gansiniec i Sułkowski, 2021, s. 356

<sup>12</sup> Lenart-Gansiniec i Sułkowski, 2021, s. 355

Wybór studiów przypadku do analizy dotyczy wyboru:

- rozwiązań organizacyjno-prawnych,
- analizy zagranicznych i krajowych przedsiębiorstw działających w obszarze magazynowania energii i agregacji.

Wynikiem zastosowania powyższych metod jest sformułowanie wstępnego zbioru modeli agregacji podzielanych na kategorie:

- modeli systemowych (operacyjnych), w których nacisk jest położony na uwarunkowania prawne i organizacyjne oraz krajowy model rynku,
- modeli biznesowych, w których nacisk jest położony na identyfikację strumieni wartości.

### 4.1.3. Analiza SWOT

Analiza SWOT (*ang. strengths, weaknesses, opportunities, and threats*) jest metodą strategicznej analizy szans i zagrożeń przedsięwzięcia, która umożliwia zdobycie pełnego obrazu organizacji na tle otoczenia. Celem jej stosowania jest określenie czynników zewnętrznych, które sprzyjają przedsięwzięciu i wpływają na nią niekorzystnie. Metoda pozwala na określenie pozycji strategicznej i wybór strategii realizacji określonego przedsięwzięcia<sup>13</sup>.

W realizacji pracy metoda służy weryfikacji wstępnie określonych modeli agregacji i polega na identyfikacji poszczególnych składowych SWOT dla każdego modelu z perspektywy podmiotu będącego agregatorem w rozważanym modelu.

### 4.1.4. Analiza PEST

Analiza PEST (*ang. political, economic, socio-cultural and technological*) jest metodą analizy szans na powodzenie określonego przedsięwzięcia. Polega na badaniu środowiska makroekonomicznego organizacji na potrzeby zestawienia podstawowych czynników zewnętrznych w rozgraniczeniu na cztery obszary – polityczne, ekonomiczne, społeczno-kulturowe oraz technologiczne, a następnie określeniu jak poszczególne z nich wpływają na organizację. Celem jej stosowania jest uświadomienie, jakie zagrożenia mogą wywierać wpływ na jej działanie oraz poprawa funkcjonowania i pozycji przedsięwzięcia, dzięki opracowanej przyszłej strategii działania na podstawie szczegółowych wyników danej analizy.<sup>14</sup>

### 4.1.5. Model Osterwaldera / Technika pracy grupowej

Model Alexandra Osterwaldera, nazywany również Business Model Canvas (BMC), jest szablonem prezentowania założeń modelu organizacyjnego przedsięwzięcia biznesowego. Prostota, przejrzystość graficzna i łatwość komunikacyjna sprawiły, że podejście stało się

---

<sup>13</sup> Lisiński, 2004, s. 224–226

<sup>14</sup> Lisiński, 2004, s. 72-74

standardem prezentacji pomysłów biznesowych. Model składa się z 9 bloków ilustrujących model biznesowy przedsięwzięcia zawierających<sup>15</sup>:

- propozycję wartości,
- kluczowych partnerów,
- segmenty klientów
- kluczowe aktywności,
- kluczowe zasoby,
- relacje z klientami,
- kanały,
- strumienie przychodów,
- strumienie kosztów.

Analiza BMC została zastosowana w formule warsztatów pracy grupowej, podczas których uczestnicy mieli zagwarantowaną swobodę wypowiedzi i możliwość wzajemnego konfrontowania i uzupełniania wyrażanych opinii.

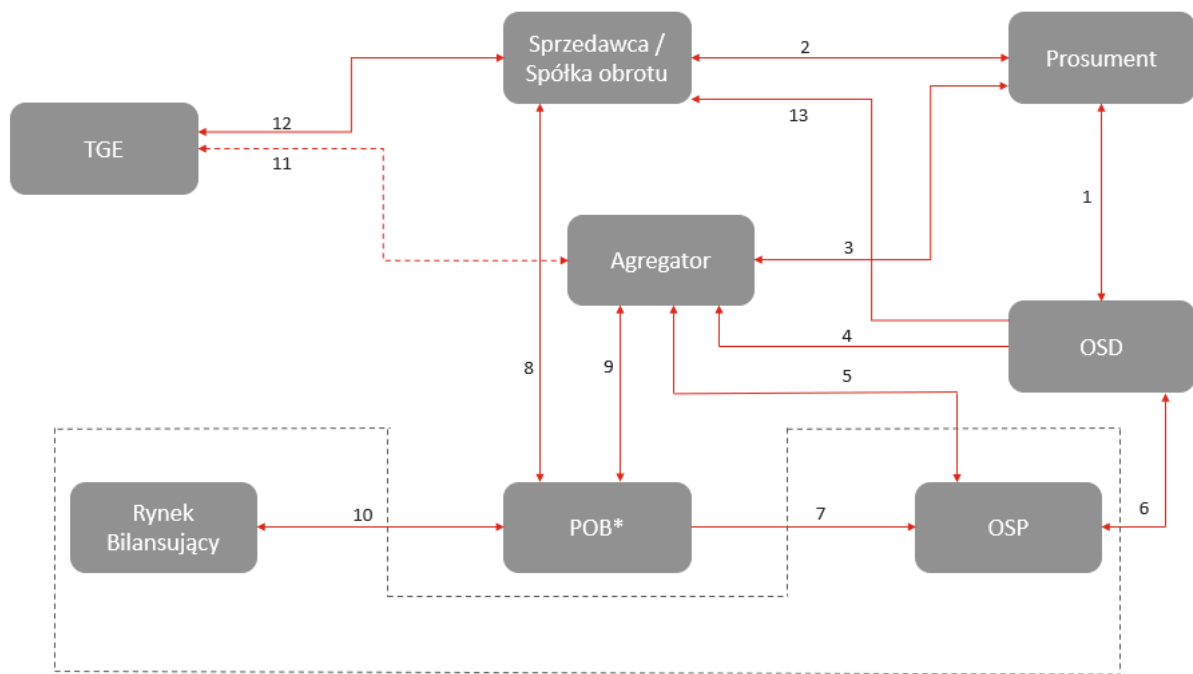
## **4.2. Proponowany model agregacji magazynów energii elektrycznej**

Uwzględniając założenia Dyrektywy 2019/944 oraz regulacje proponowane do wdrożenia poprzez projekt UC74, priorytetem jest umożliwienie funkcjonowania na rynku nowego rodzaju podmiotu, który zapewni wszystkim grupom odbiorców, tj. przemysłowym, komercyjnym oraz gospodarstwom domowym możliwość bezpośredniego udziału w rynku poprzez oferowanie swoich usług. Prosumenci będący jednocześnie wytwórcami i konsumentami, którzy generują nadwyżkę z produkcji energii w źródłach własnych i posiadają własne magazyny energii elektrycznej, będą mogli sprzedać energię elektryczną lub świadczyć usługę magazynowania. Zyski i korzyści zostaną uzgodnione przez agregatora i odbiorcę na drodze umowy. Obecność omawianego podmiotu na rynku ma na celu zwiększenie konkurencyjności. W niniejszym rozdziale zostanie szczegółowo omówiony i poddany analizie model niezależnego agregatora.

Na poniższym schemacie przedstawiono przykładowe zależności pomiędzy poszczególnymi podmiotami na rynku w przypadku pojawienia się niezależnego agregatora. Zależności mogą ewoluować w zależności od przyjętego modelu operacyjnego agregatora.

---

<sup>15</sup> Osterwalder, Pigneur i Clark, 2010



**Rysunek 2. Możliwe relacje pomiędzy poszczególnymi podmiotami na polskim rynku energii elektrycznej.**

1 – umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, 2 – umowa sprzedaży energii elektrycznej, 3 – umowa o świadczenie usług agregacji, 4 – udostępnianie danych licznikowych, 5 – świadczenie usług elastyczności na podstawie przeprowadzonych aukcji, 6 – wymiana informacji o pracy systemu elektroenergetycznego, wymiana informacji o potencjale magazynowania, 7 – przekazywanie informacji dotyczących grafików, 8 – realizowanie bilansowania handlowego, 9 – realizowanie bilansowania handlowego, 10 – uczestnictwo w rynku bilansującym, 11 – obrót energią na Towarowej Giełdzie Energii, 12 – obrót energią na Towarowej Giełdzie Energii, 13 – udostępnianie danych licznikowych.

Źródło: Opracowanie własne.

Dodatkowo zaproponowany model przeanalizowany zostanie w trzech głównych obszarach:

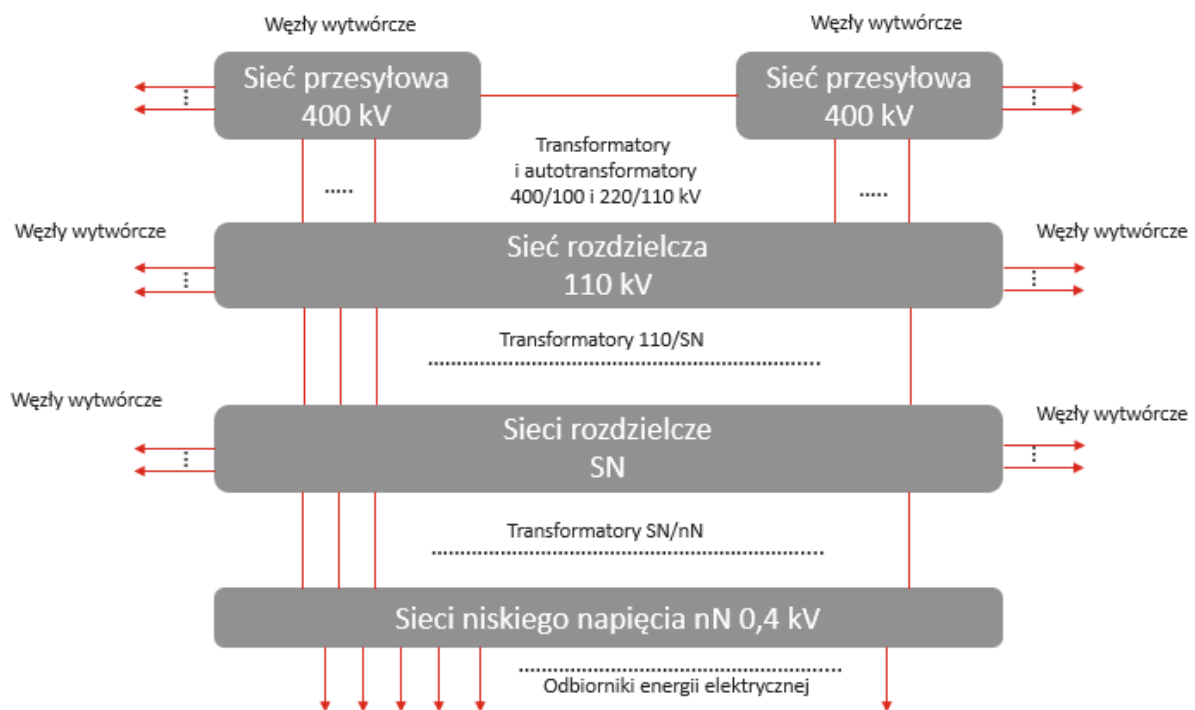
- fizycznego przepływu energii pomiędzy podmiotami rynku energii,
- przepływu informacji pomiędzy uczestnikami rynku,
- przepływu gotówki pomiędzy podmiotami na rynku energii.



#### 4.2.1. Model operacyjny agregatora magazynów energii elektrycznej

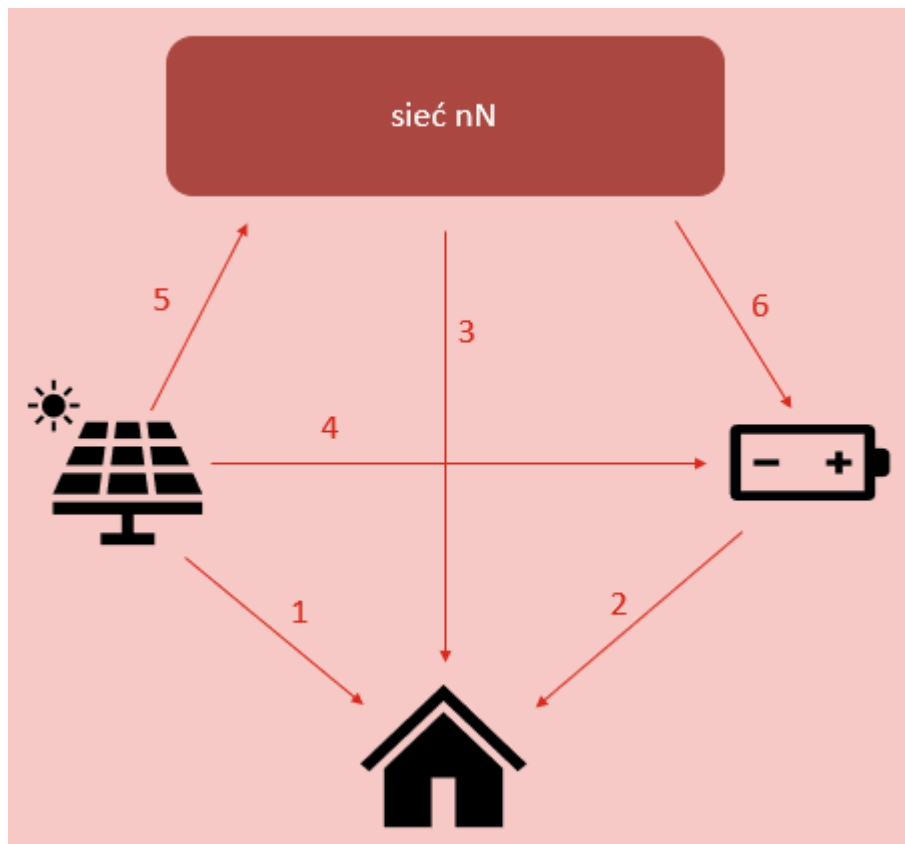
Model operacyjny agregatora magazynów energii elektrycznej opracowano z uwzględnieniem założeń do modeli istniejących, scharakteryzowanych w poprzedniej sekcji, z uwzględnieniem Dyrektywy 2019/944, regulacji proponowanych w projekcie UC74 oraz założeń własnych. Założenia własne dotyczą głównie modelu operacyjnego i biznesowego, który powinien przyjąć agregator oraz nie są określone w ww. aktach prawnych. Założenia zostały scharakteryzowane w niniejszej sekcji.

Model agregacji i bilansowania energii rozpatruje się w obszarze lokalnej sieci niskiego napięcia 0,4 kV. Granica bilansowa ustanowiona jest na transformatorze sieci SN/nN (węzeł sieci nN). W takim obszarze agregator świadczy swoje usługi – nie może bilansować się w różnych węzłach sieci nN, sieciach rozdzielczych SN ani w odniesieniu do różnych OSD. Schematycznie proces fizycznego przepływu energii przedstawiono na poniższych rysunkach.



**Rysunek 3. Schemat przepływu energii elektrycznej.**

Źródło: Opracowanie własne.

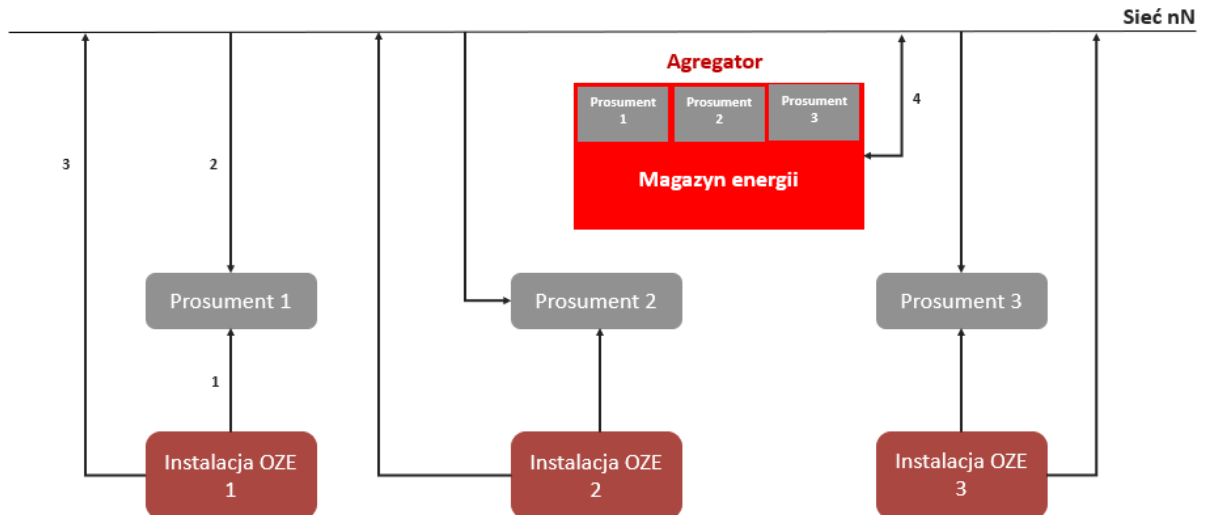


**Rysunek 4. Schemat ideowy przepływu energii elektrycznej w sieci nN.**

1 – w pierwszej kolejności prosument pobiera energię elektryczną wyprodukowaną z instalacji PV, 2 – gdy produkcja z instalacji PV jest niewystarczająca, energia pobierana jest z magazynu energii elektrycznej, 3 – gdy produkcja z instalacji PV i energia zgromadzona w magazynie są niewystarczające, energia elektryczna pobierana jest z sieci, 4 – jeżeli występuje nadwyżka w produkcji energii z instalacji PV, ładowany jest magazyn, 5 – jeżeli występuje nadwyżka produkcji energii elektrycznej z instalacji PV i magazyn jest pełny, energia elektryczna oddawana jest do sieci, 6 – w zależności od decyzji agregatora, magazyn może być ładowany z sieci elektroenergetycznej w przypadku, gdy np. cena zakupu energii elektrycznej jest korzystna.

*Źródło: Opracowanie własne.*

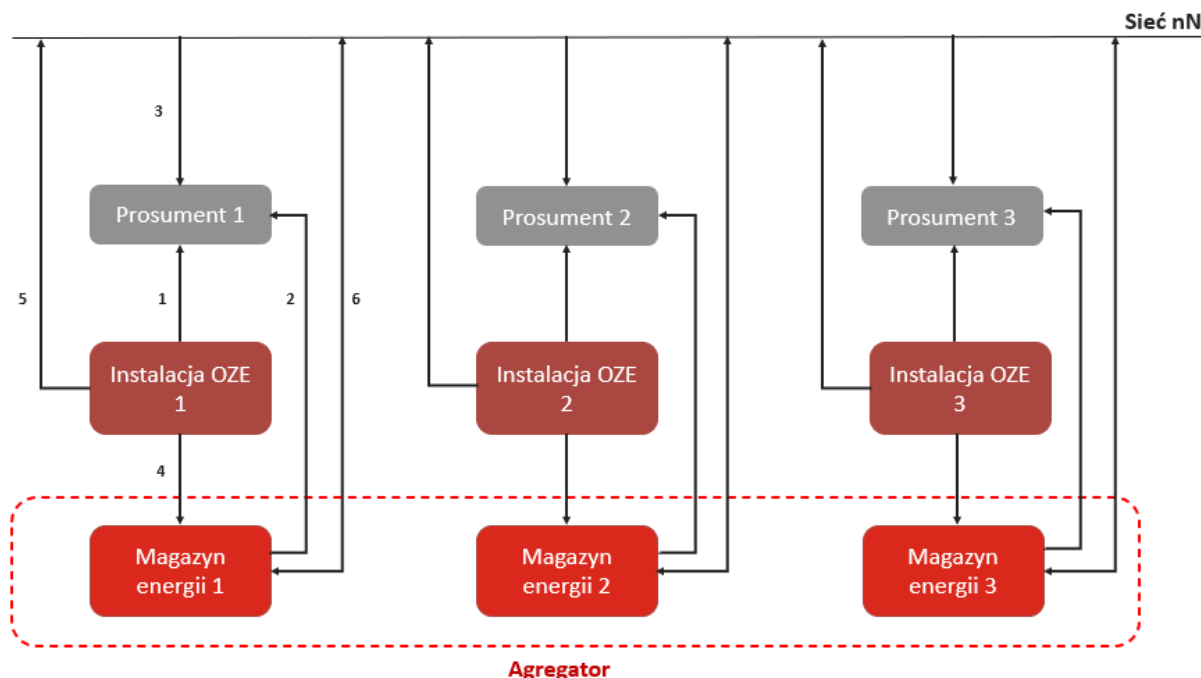
W pierwszej kolejności należy rozważyć, czy agregator powinien zarządzać jednym centralnym magazynem energii elektrycznej w ww. obszarze, czy wieloma magazynami energii elektrycznej mniejszej pojemności, dedykowanymi konkretnym prosumentom. Schematycznie obydwa warianty przedstawiono na poniższych rysunkach.



**Rysunek 5. Schemat przepływu energii w wariacie z jednym centralnym magazynem energii elektrycznej.**

1 – prosument pobiera energię w pierwszej kolejności z farmy PV; 2 – gdy produkcja z PV jest niewystarczająca, prosument pobiera energię zgromadzoną w magazynie energii elektrycznej (z części magazynu przypisanej do prosumenta), natomiast jeżeli produkcja z PV i energia zgromadzona w magazynie są niewystarczające, prosument pobiera energię z sieci; 3 – nadwyżka produkcji z PV kierowana jest w pierwszej kolejności do magazynu energii elektrycznej, natomiast jeżeli magazyn energii elektrycznej jest pełny (część magazynu przypisana do prosumenta), nadwyżka z PV kierowana jest do sieci; 4 – w określonych przypadkach, magazyn energii elektrycznej ładowany jest z sieci lub oddaje energię do sieci a za pośrednictwem sieci do prosumentów.

Źródło: Opracowanie własne.



**Rysunek 6. Schemat przepływu energii w wariantcie z wieloma rozproszonymi magazynami energii elektrycznej.**

1 – prosument pobiera energię w pierwszej kolejności z farmy PV; 2 – gdy produkcja z PV jest niewystarczająca, prosument pobiera energię zgromadzoną w magazynie energii elektrycznej; 3 – jeżeli produkcja z PV i energia zgromadzona w magazynie energii elektrycznej są niewystarczające, prosument pobiera energię z sieci; 4 – nadwyżka produkcji z PV kierowana jest w pierwszej kolejności do magazynu energii elektrycznej; 5 – jeżeli magazyn energii elektrycznej jest pełny, nadwyżka z PV kierowana jest do sieci; 6 – w określonych przypadkach, magazyn energii elektrycznej ładowany jest z sieci lub oddaje energię do sieci.

Źródło: Opracowanie własne.

Wariant, w którym agregator zarządza jednym centralnym magazynem energii elektrycznej opiera się na założeniu, że inwestorem w magazyn energii elektrycznej jest agregator (lub wskazany podmiot, w którego imieniu magazynem energii elektrycznej zarządza agregator). Magazyn energii elektrycznej umiejscowiony zostaje w optymalnym punkcie w sieci, w porozumieniu z OSD. Pojemność magazynu energii elektrycznej powinna być dostosowana do potrzeb prosumentów na analizowanym obszarze. Pojemność magazynu energii elektrycznej dla każdego prosumenta wylicza się zgodnie z metodyką zaprezentowaną w Dziale 1.

Omawiany wariant wydaje się tańszy w realizacji w skali globalnej niż ten, w którym magazyn energii elektrycznej inwestuje każdy prosument, uwzględniając konieczne do poniesienia nakłady inwestycyjne. Przykładowo: magazyn energii elektrycznej o pojemność 50 kWh, zdolny obsłużyć ok. 10 prosumentów, wymaga poniesienia nakładów inwestycyjnych w wysokości 220 000 PLN. Koszty obsługi i eksploatacji magazynu energii elektrycznej kształtują się na poziomie 9,5 USD/kW/rok<sup>16</sup>. Dla porównania 10 pojedynczych magazynów energii elektrycznej o pojemności 5 kWh to nakłady rzędu

<sup>16</sup> WWF, 2020. Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii. [online] WWF. Dostępne na: [https://www.wwf.pl/sites/default/files/2020-09/Magazynowanie%20energii%20-%20PL%20FINAL\\_0.pdf](https://www.wwf.pl/sites/default/files/2020-09/Magazynowanie%20energii%20-%20PL%20FINAL_0.pdf)

300 000 PLN. Nakłady nie uwzględniają prac montażowych. W analizowanym przypadku, proces wymaga wydania warunków przyłączeniowych tylko dla jednego magazynu energii elektrycznej.

Wariant ten rodzi natomiast szereg komplikacji w obszarze przepływu informacji i rozliczeń, ponieważ wymaga opomiarowania ilości energii w czasie rzeczywistym oraz wprowadzenia transparentnych mechanizmów rozliczenia, co nie będzie łatwe, nawet w przypadku rozpoczęcia działania systemu CSIRE. Nie można w sposób oczywisty stwierdzić, który prosument w danej godzinie napełnia magazyn energii elektrycznej (swoją wydzieloną część) lub pobiera z niego energię lub oddaje ją bezpowrotnie do sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo, w przypadku, gdy investorem jest agregator, z wysokim prawdopodobieństwem oczekiwaliby, aby okres świadczenia przez niego usług wynosił minimum tyle, by nakłady inwestycyjne poniesione na magazyn energii elektrycznej zwróciły się, z odpowiednio wygenerowaną marżą. Nie pozwala to na zmianę usługodawcy w momencie, gdy na rynku pojawi się korzystniejsza oferta (przy założeniu, że magazyn energii elektrycznej instaluje się raz i nie zmienia go przez cały okres życia urządzenia). Ponadto, termin tzw. wirtualnych magazynów energii elektrycznej nie został ujęty wprost ani w Dyrektywie 2019/944, ani w rozporządzeniu 2019/943. Natomiast, w polskim projekcie UC74 jest mowa jedynie o rozwiązywaniu sporów, w których stroną byłiby prosumenci wirtualni i w uzasadnieniu do UC74 projektodawca przedstawia cel w postaci zastąpienia wirtualnych magazynów energii elektrycznej poprzez magazyny rzeczywiste.

Wariant, w którym agregator zarządza wieloma rozproszonymi magazynami energii elektrycznej opiera się na założeniu, że investorem w każdy magazyn energii elektrycznej jest prosument a agregator świadczy jedynie usługi, bez konieczności ponoszenia nakładów inwestycyjnych. Usługi wyszczególniono w kolejnych sekcjach opracowania dot. modelu biznesowego oraz struktury przychodów i kosztów. Pojemność magazynu energii elektrycznej dla każdego prosumenta wylicza się zgodnie z metodyką zaprezentowaną w Dziale 1.

Omawiany wariant wydaje się droższy w realizacji w skali globalnej (zgodnie z ww. szacunkową oceną), lecz zapewnia wyższą elastyczność zarówno po stronie prosumenta jak i OSD. W przypadku, gdy na rynku pojawi się bardziej konkurencyjna oferta agregacji, dotychczasowy agregator będzie mógł zostać bez trudu zastąpiony.

W tym przypadku nie wystąpi problem z rozliczeniem energii produkowanej w instalacji OZE – układ pomiarowy umożliwi określenie w sposób dokładny, ile energii wpłynęło do magazynu energii elektrycznej, ile zostało pobrane a ile oddane do sieci elektroenergetycznej. Zgodnie z Dyrektywą 2019/944 każdy odbiorca powinien mieć możliwość rozliczania energii elektrycznej uwzględniając podział na energię wprowadzoną oraz zużywaną z sieci. Ponadto Prawo energetyczne stanowi, iż w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest elementem wchodzącym w skład jednostki wytwórczej, to wyposaża się go w układ pomiarowo-rejestrujący ilość energii pobranej i do niego wprowadzonej.

Do dalszej analizy przyjmuje się wariant, w którym inwestorem w magazyn energii elektrycznej jest prosument, natomiast agregator świadczy usługi dla prosumentów na danym obszarze.

Przyjmuje się pozostałe założenia modelu agregacji jak niżej:

- warunki bilansowania - wprowadzenie w jednym Punkcie Poboru Energii (PPE):
  - transparentnych mechanizmów alokacji bilansowania na agregatora (rozliczającego usługę magazynowania) lub spółkę obrotu (rozliczającego sprzedaż EE do Odbiorcy), niezależnie kto pełni funkcję Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Handlowe (POB) dla wskazanych podmiotów;
  - zachowanie zasady jednego POB na jeden PPE. Jeden z tych podmiotów (agregator lub spółka obrotu) pełni funkcję POB dla wszystkich wraz z transparentnym mechanizmem alokacji bilansowania na te podmioty;
- Oblicza się optymalną wielkość magazynu energii elektrycznej zgodnie Działem I;
- Z grupy podmiotów, które mogłyby pełnić funkcję agregatora wyklucza się OSD. OSD działa w obszarze ściśle regulowanym przez ustawodawcę (zasada unbundlingu), stąd nie można (nie powinno się) brać się go pod uwagę jako potencjalnego agregatora, który działać będzie na zasadach rynkowych;
- Zakłada się, że agregator stanowić będzie nowy, niezależny podmiot zarówno od istniejących spółek obrotu i dystrybucji. Model biznesowy agregatora będzie odmienny od ww. podmiotów;
- Agregator uczestniczy w rynku na własne ryzyko, którego nie może zostać przeniesione na prosumenta;
- Prosument jest właścicielem natomiast agregator operatorem magazynu energii elektrycznej;
- Energia elektryczna produkowana w instalacjach OZE należy do prosumenta do momentu jej sprzedaży. Agregator, gdy jest tym samym podmiotem co spółka obrotu, może sprzedać energię w imieniu prosumenta na rynku hurtowym. Gdy agregator jest podmiotem niezależnym, prosument sprzedaje energię na dotychczasowych zasadach (poprzez sprzedawcę zobowiązanego po cenie referencyjnej);
- Prosument w pierwszej kolejności wykorzystuje energię wyprodukowaną we własnej instalacji PV, następnie z magazynu energii elektrycznej, a na końcu z sieci elektroenergetycznej. Magazyn energii elektrycznej ładowany jest w momencie, gdy występuje nadwyżka produkcji z OZE. Strony mogą uzgodnić inne mechanizmy alokacji wykorzystania EE;
- W zależności od potrzeb oraz stanu napełnienia magazynu energii elektrycznej, agregator może odsprzedać nadwyżkę wyprodukowanej energii;

- Agregator nie posiada koncesji na wytwarzanie energii. Posiada zaś koncesję na obrót oraz może być POB lub zlecić to innemu podmiotowi;
- Agregator zarabia na świadczeniu prosumentom usług agregacji (agregator niezależny). Może również świadczyć usługi typowe dla spółki obrotu (agregator i spółka obrotu w jednym podmiocie): kupującego wytworzoną EE lub funkcje sprzedawcy: sprzedającego brakującego wolumenu energii (np. z rynku hurtowego). Może też pełnić funkcję POB o ile zapewni prosumentowi stawki konkurencyjne w stosunku do jego dotychczasowej spółki obrotu. Prosument ma dowolność w wyborze sprzedawcy/spółki obrotu/agregatora. Oprócz agregacji, może być uczestnikiem DSR, rynku mocy oraz (pośrednio lub bezpośrednio) świadczyć usługi systemowe, jak np. zapewnienie krótkoterminowej rezerwy mocy (chwilowa rezerwa zasilania dla odbiorców), polepszenie współczynników SAIDI i SAIFI (dzięki lokalnej stabilizacji źródeł OZE), ograniczanie spadku napięcia, w razie potrzeby zapewnienie zasilania na pracę wyspowa;
- Agregator zarabia na świadczeniu wybranych, określonych przez OSP usług elastyczności. Z usług wyłącza się rynek mocy, który objęty jest systemem wsparcia w postaci aukcji mocy. Universal Smart Energy Framework (USEF) wyróżnił szesnaście typów usług elastyczności w zakresie zarządzania ograniczeniami, adekwatności, rynku hurtowego i bilansowania, które można zaobserwować na rynku energii elektrycznej<sup>17</sup>:
  - optymalizacja Rynku Dnia Następnego (rynek hurtowy) – działanie to ma na celu przeniesienie z wyprzedzeniem zapotrzebowania na energię elektryczną z godzin, w których jej cena jednostkowa jest wysoka na przedziały czasowe, gdy jest ona niższa. Umożliwi to w konsekwencji zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej.
  - optymalizacja Rynku Dnia Bieżącego (rynek hurtowy) – działanie to jest zbliżone do poprzedniego, ale w tym przypadku optymalizacja popytu odbywa się w czasie rzeczywistym, co pozwala np. skorygować błędne założenia przy optymalizacji Rynku Dnia Następnego.
  - Samobilansowanie przez POB (rynek hurtowy) – działanie to polega na redukcji niezbilansowania portfela przez POB w celu uniknięcia opłat za niezbilansowanie.
  - Regulacja napięcia (zarządzanie ograniczeniami) – działanie jest konieczne, gdy np. instalacje fotowoltaiczne wytwarzają zbyt duże ilości energii elektrycznej zwiększając tym samym poziom napięcia w lokalnej sieci dystrybucyjnej. Uniknięcie tego może zostać

---

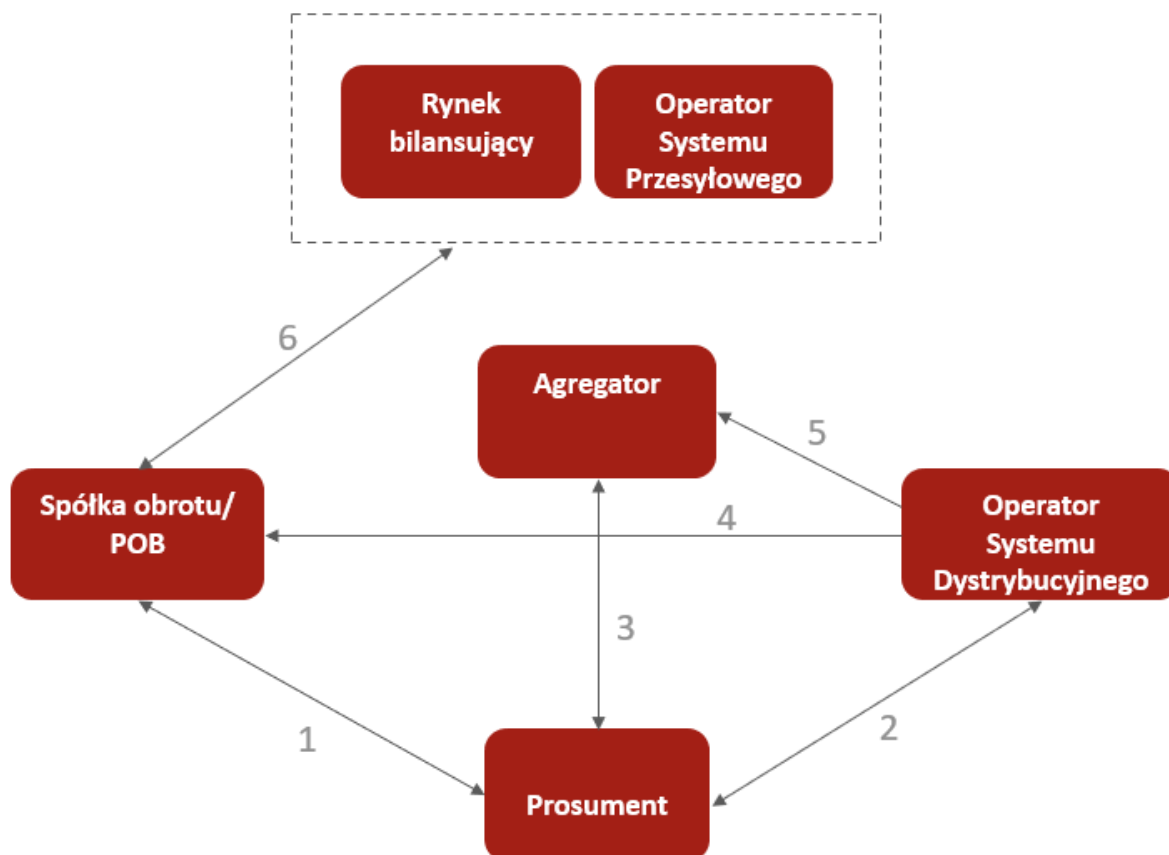
<sup>17</sup> Flexibility Value Chain, Universal Smart Energy Framework, 2018

- zrealizowane poprzez zwiększenie obciążenia lub zmniejszenie generacji energii elektrycznej.
- Zarządzanie wydajnością sieci (zarządzanie ograniczeniami) – ma na celu m.in. zoptymalizowanie wydajności aktywów (zmniejszenie obciążenia szczytowego pozwoli na wydłużenie żywotności poszczególnych komponentów sieci) oraz zmniejszenie strat sieciowych.
  - Zarządzanie przeciążeniami (zarządzanie ograniczeniami) – działanie polega na unikaniu przeciążenia elementów systemu poprzez zmniejszenie obciążeń szczytowych w celu unikania awarii.
  - Kontrolowane łączenie w wyspę (zarządzanie ograniczeniami) – działanie to ma na celu zapobieganie przerwom w zasilaniu w danej sekcji sieci.
  - Rezerwa utrzymania częstotliwości (bilansowanie) – działanie to ma na celu ograniczenie wszelkich odchyłeń częstotliwości systemu do określonego wcześniej zakresu.
  - Rezerwa automatycznego przywracania częstotliwości (bilansowanie) – działanie to polega na przywróceniu wymaganej częstotliwości systemu i jest definiowane jako rezerwa, która może być aktywowana przez automatyczne sterowanie urządzeniami.
  - Ręczna rezerwa przywracania częstotliwości (bilansowanie) – działanie to, podobnie jak powyższe, polega na przywróceniu wymaganej częstotliwości systemu. Jednak w odróżnieniu od poprzedniego ma ona dłuższy czas trwania.
  - Wymiana rezerw (bilansowanie),
  - Rynek mocy (adekwatność) – wprowadzony w celu zabezpieczenia długoterminowego bezpieczeństwa dostawy mocy energii elektrycznej do określonego obszaru,
  - Płatność za potencjał mocy (adekwatność) – działanie polegające na zobowiązaniu się do dostarczenia mocy w określonym czasie na wezwanie.
  - Rezerwa strategiczna (adekwatność) – działanie polegające na dostarczeniu mocy, która w typowych warunkach pozostaje poza rynkiem energii elektrycznej, a wykorzystywana jest wyłącznie w sytuacjach awaryjnych.
  - Zabezpieczenie (adekwatność).
- Usługi dla prosumentów świadczone są w oparciu o mechanizmy rynkowe (prosument wybiera ofertę najbardziej korzystną spośród wszystkich ofert, które zebrał od funkcjonujących agregatorów). Wynagrodzenie z tytułu uczestnictwa w rynku mocy agregator pobiera po wygraniu aukcji mocy. Wynagrodzenie



z tytułu świadczenia usług elastyczności agregator pobiera po wygraniu aukcji (propozycję systemu aukcyjnego przedstawiono w kolejnym rozdziale).

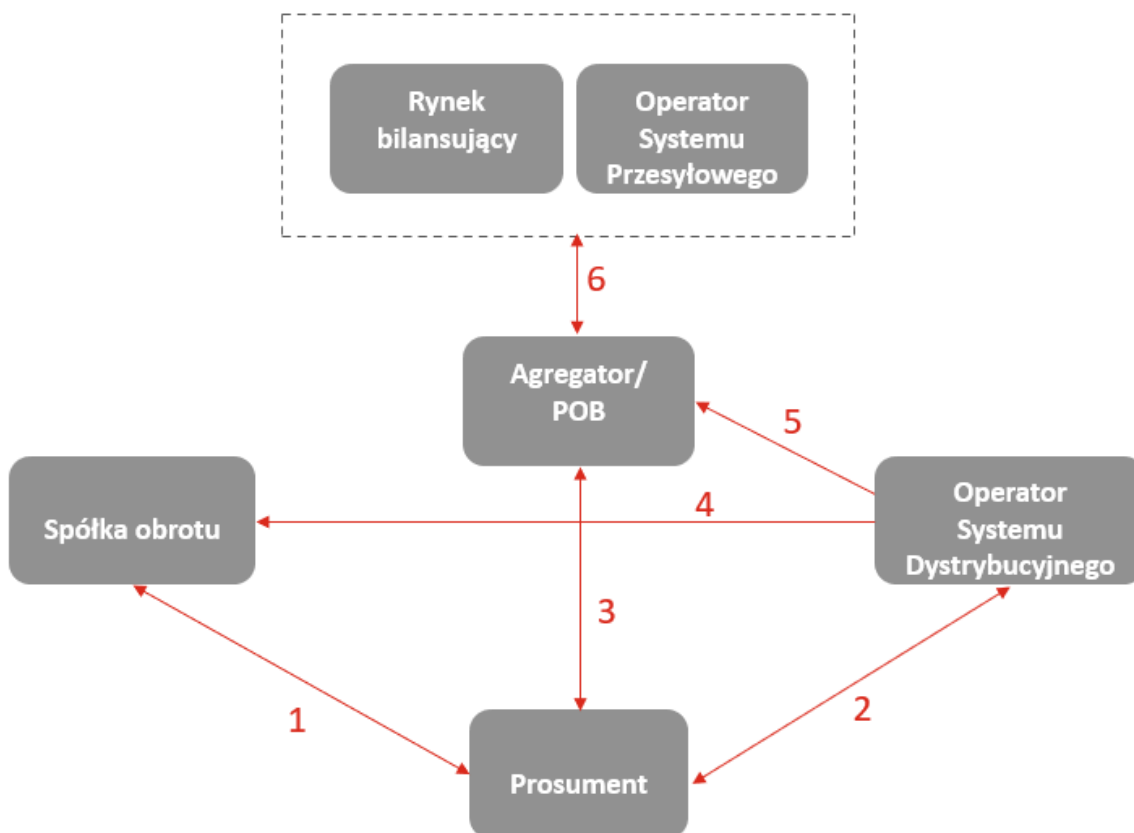
Na poniższych schematach przedstawiono przepływ informacji dla modelu agregatora w zależności od przyjętego podmiotu pełniącego rolę POB.



**Rysunek 7. Schemat przepływu informacji w przypadku, gdy podmiotem bilansującym jest spółka obrotu.**

1 - wymiana danych umownych oraz w zakresie zużycia energii i opłat, 2 - wymiana danych umownych oraz w zakresie zużycia energii i opłat dystrybucyjnych, 3 - wymiana danych umownych oraz w zakresie energii magazynowanej i oddanej do sieci, 4 - przekazanie danych licznikowych, 5- przekazanie danych licznikowych, 6 - wymiana danych o niezbilansowaniu.

Źródło: Opracowanie własne.

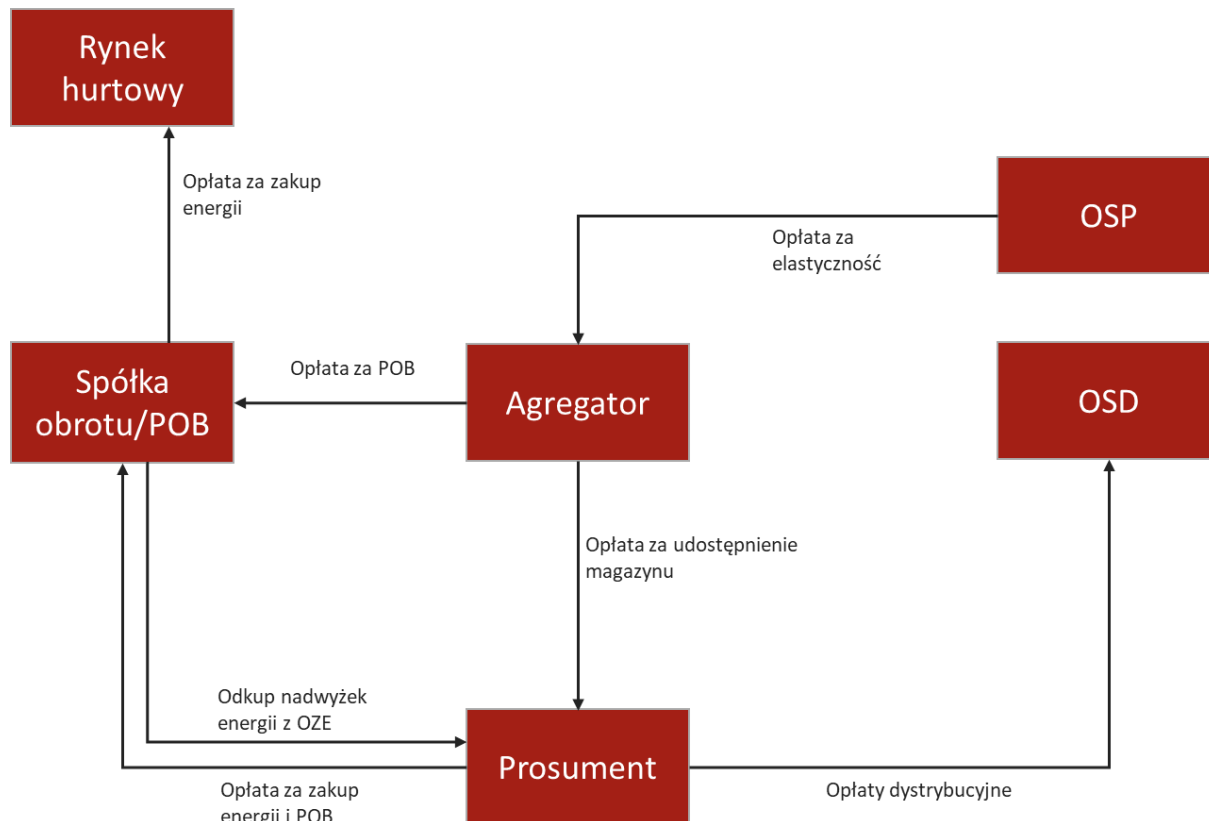


**Rysunek 8. Schemat przepływu informacji w przypadku, gdy podmiotem bilansującym jest agregator magazynów energii elektrycznej.**

1 – wymiana danych umownych oraz w zakresie zużycia energii i opłat, 2 - wymiana danych umownych oraz w zakresie zużycia energii i opłat dystrybucyjnych, 3 - wymiana danych umownych oraz w zakresie energii magazynowanej i oddanej do sieci, 4 – przekazanie danych licznikowych, 5 - przekazanie danych licznikowych, 6 – wymiana danych o niezbilansowaniu.

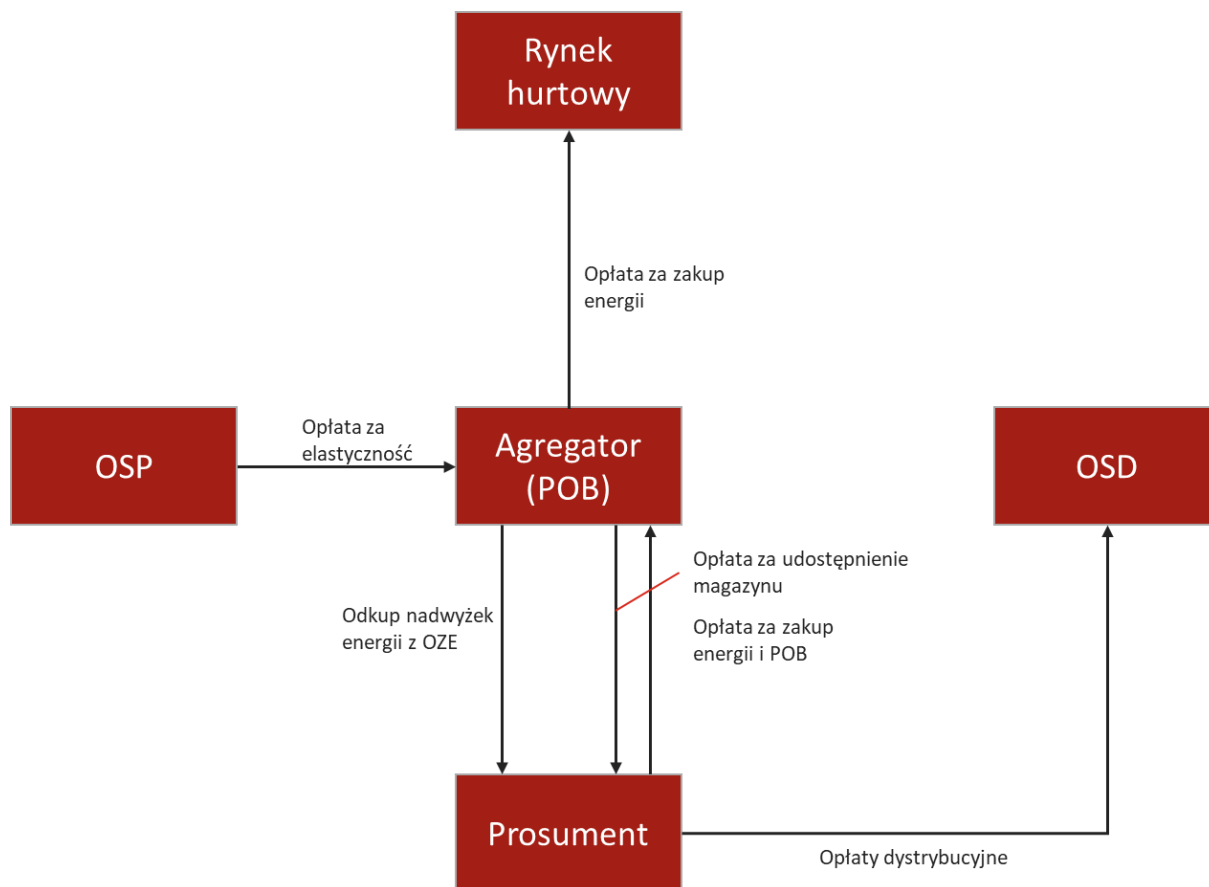
Źródło: Opracowanie własne.

Na poniższych schematach przedstawiono przepływy finansowe dla modelu agregatora w zależności od przyjętego podmiotu pełniącego rolę podmiotu bilansującego.



**Rysunek 9. Schemat przepływów środków pieniężnych, gdy role spółki obrotu i agregatora pełnią różne podmioty.**

Źródło: Opracowanie własne.



**Rysunek 10. Schemat przepływów środków pieniężnych, gdy agregator, spółka obrotu i POB są tym samym podmiotem.**

Źródło: Opracowanie własne.

#### 4.2.2. Business Model Canvas (Model Osterwaldera)

W tabeli poniżej przedstawiono wyniki analizy BMC dla agregatora magazynów energii elektrycznej.

**Tabela 3. Model biznesowy dla agregatora OZE.**

Kluczowi partnerzy	Kluczowe czynności	Propozycja wartości
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prosumenci / odbiorcy końcowi;</li> <li>- OSD;</li> <li>- OSP;</li> <li>- Agregatorzy DSR;</li> <li>- Domy Maklerskie;</li> <li>- Dostawcy technologii magazynowania;</li> <li>- Dostawcy usług serwisowych;</li> <li>- Inni usługodawcy: księgowość, biuro prawne;</li> <li>- Inne spółki obrotu / POB;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- zarządzanie magazynami energii elektrycznej;</li> <li>- magazynowanie energii elektrycznej produkowanej w instalacjach OZE;</li> <li>- odsprzedaż nadwyżek energii na rynku hurtowym (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> <li>- zakup energii z rynku hurtowego (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> <li>- bilansowanie handlowe (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> </ul>	<p>Dla prosumenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lepsze wykorzystanie produkcji z OZE;</li> <li>- zapewnienie krótkoterminowej rezerwy mocy, napięcia, dostaw EE;</li> <li>- umożliwienie Prosumentowi aktywnego uczestnictwa w rynku energii;</li> <li>- wsparcie przez podmiot o wysokich kwalifikacjach technicznych i merytorycznych;</li> </ul> <p>Dla OSD:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- stabilizacja parametrów sieci lokalnej (łagodzenie peaków OZE, zmniejszenie częstotliwości zaników napięcia, regulacja częstotliwości, polepszenie współczynników SAIDI, SAIFI);</li> <li>- umożliwienie przyłączenia większej liczby instalacji OZE bez ponoszenia nakładów na modernizację sieci dystrybucyjnej;</li> </ul>

Relacje z klientami	Segmentacja klientów	Kluczowe zasoby
<p>Z OSD, OSP, Domami Maklerskimi, Agregatorami, Sprzedawcami, Spółkami obrotu;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- relacje sformalizowane, uregulowane umowami;</li> <li>- obsługa w głównej mierze zautomatyzowana;</li> </ul> <p>Z prosumentami, dostawcami usług serwisowych, dostawcami technologii</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- relacje sformalizowane, uregulowane umowami;</li> <li>- dedykowany opiekun prosumenta;</li> <li>- obsługa częściowo zautomatyzowana, częściowo osobista celem utrzymania relacji;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prosumenci, którym świadczone będą usługi agregacji i POB zakup, sprzedaż energii;</li> <li>- OSD któremu świadczone będą techniczne usługi elastyczności;</li> <li>- OSP któremu świadczone będą usługi elastyczności (Rynek Mocy, Bilansowanie);</li> <li>- Agregator DSR;</li> <li>- Spółki obrotu kupujące EE z rozproszonych źródeł OZE;</li> </ul>	<p>Dla OSP:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- większa liczba jednostek uczestniczących w rynku mocy i bilansowaniu;</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Platforma informatyczna służąca zarządzaniu podległymi magazynami energii elektrycznej i pobieraniu danych od OSD oraz wymianie danych na rynku energii;</li> <li>- Dział prawny zajmujący się w szczególności formalizowaniem relacji z Klientami;</li> <li>- Dział strategii zajmujący się podejmowaniem decyzji w zakresie podejmowania nowych działań;</li> <li>- Dział techniczny zajmujący się montażem/serwisem OZE i magazynów energii elektrycznej;</li> </ul>

Kanały	Struktura kosztów	Struktura przychodów
<ul style="list-style-type: none"> <li>- dedykowana prosumentom platforma usług agregacji (celem prowadzenia rozliczeń, wymiany informacji);</li> <li>- dedykowana platforma Domu Maklerskiego (celem zakupu / sprzedaży energii);</li> <li>- CSIRE;</li> <li>- Portal Uczestnika Rynku Mocy;</li> <li>- platformy komunikacji z OSD / OSP / Agregatorem DSR;</li> <li>- platforma WIRE (w przypadku bilansowania handlowego);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- opłata za wynajęcie magazynu energii elektrycznej od prosumenta;</li> <li>- pensje dla pracowników (dział operacyjny, prawny, analiz rynkowych, księgowość);</li> <li>- opłaty za oprogramowanie, licencje, dostęp do narzędzi analitycznych;</li> <li>- utrzymanie zabezpieczeń oraz opłaty związane z obsługą transakcji na TGE;</li> <li>- koszt utrzymania biura;</li> <li>- serwis i utrzymanie magazynu / magazynów energii elektrycznej;</li> <li>- utrzymanie zabezpieczeń oraz koszty na rynku bilansującym (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> <li>- opłata za koncesję na obrót energią elektryczną (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wynagrodzenie z tytułu uczestnictwa w systemie DSR;</li> <li>- wynagrodzenie z tytułu uczestnictwa w Rynku Mocy;</li> <li>- wynagrodzenie z tytułu świadczenia usług elastyczności dla OSP;</li> <li>- opłata za zarządzanie energią w imieniu prosumenta (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> <li>- opłata za sprzedaż energii i POB dla prosumenta (gdy agregator nie jest podmiotem niezależnym);</li> </ul>

Źródło: Opracowanie własne.

### 4.2.3. Analiza SWOT / TOWS

W celu zbadania odpowiedniej strategii biznesowej, jaka powinna być przyjęta, aby wprowadzić na rynek agregatora magazynów energii elektrycznej, świadczącego dodatkowo usługi magazynowania, posłużono się strategiczną analizą SWOT / TOWS. Rozpoznane zostały mocne i słabe strony (czynniki wewnętrzne) potencjalnego agregatora oraz zidentyfikowane zostały szanse i zagrożenia płynące z otoczenia. Czynnikiem zostały przypisane odpowiednie wagi. Zidentyfikowane czynniki zostały przedstawione w poniższej tabeli.

**Tabela 4. Zestawienie systemu wag dla poszczególnych szans, zagrożeń, silnych i słabych stron.**

Czynniki wewnętrzne			
(S - Strengths) Mocne strony	Waga	(W - Weaknesses) Słabe strony	Waga
Zaspokojenie potrzeby rynkowej / wypełnienie luki	0,6	Niezbadaana rentowność prowadzenia podobnego biznesu (brak benchmarku)	0,5
Stabilny, częściowo regulowany rynek (niwelacja części ryzyk)	0,4	Brak operacyjnego doświadczenia w agregacji na rynku krajowym	0,5
-	0	-	0
-	0	-	0
-	0	-	0
Czynniki zewnętrzne			
(O - Opportunities) Szanse	Waga	(T - Threats) Zagrożenia	Waga
Sprzyjające ustawodawstwo	0,3	Ugruntowana rynkowo konkurencja w postaci istniejących spółek obrotu	0,5
Ciągły przyrost liczby instalacji OZE	0,2	Opór społeczny przed nową technologią (syndrom NIMBY)	0,3
Problemy ze stabilizacją lokalnej sieci nN	0,1	Brak stabilnej ceny na rynku hurtowym	0,2
Rosnące ceny energii	0,3	-	0
Malejące ceny magazynów energii elektrycznej	0,1	-	0

Źródło: Opracowanie własne.



W każdej kategorii zidentyfikowano maksymalnie pięć kluczowych czynników oraz przypisano im odpowiednie wagi. Waga zawiera się w granicach od 0 do 1, gdzie 0 oznacza czynnik nieistotny natomiast 1 najbardziej istotny. Suma wszystkich wag w każdej kategorii równa jest 1.

W dalszej kolejności zbadano wpływ otoczenia na słabe i mocne strony. W analizie SWOT/TOWS podjęto próbę odpowiedzi na następujące pytania:

- czy mocne strony pozwolą wykorzystać szanse?
- czy mocne strony pozwolą przewyciężyć zagrożenia?
- czy słabe strony nie pozwolą wykorzystać nadarzających się szans?
- czy słabe strony nie spotęgują zagrożeń?
- czy szanse zdynamizują mocne strony?
- czy szanse stłumią słabe strony?
- czy zagrożenia osłabiają mocne strony?
- czy zagrożenia nasilą słabe strony?

W poniższej tabeli zestawiono wyniki analizy SWOT / TOWS.

**Tabela 5. Zbiorcze zestawienie wyników. Analiza TOWS.**

	<b>(O - Opportunities) Szanse</b>		<b>(T - Threats) Zagrożenia</b>	
<b>(S - Strengths) Mocne strony</b>	Liczba interakcji	9	Liczba interakcji	7
	Suma iloczynów	6,6	Suma iloczynów	6
<b>(W - Weaknesses) Słabe strony</b>	<b>Liczba interakcji</b>	<b>10</b>	Liczba interakcji	2
	<b>Suma iloczynów</b>	<b>7</b>	Suma iloczynów	2

Źródło: Opracowanie własne.

W oparciu o powyższe wyniki, wybrano normatywną strategię wejścia na rynek agregatora OZE. Strategie normatywne zostały przedstawione w poniższej tabeli.

**Tabela 6. Strategie normatywne w modelu SWOT / TOWS.**

SO	agresywna, maxi-maxi	Przeważają mocne strony, a w otoczeniu zaś – szanse. Takiej sytuacji odpowiada strategia maxi-maxi: silnej ekspansji i zdywersyfikowanego rozwoju.
WO	mini-maxi	<b>Przewaga słabych stron, ale sprzyja układ warunków zewnętrznych. Strategia powinna polegać na wykorzystaniu tychże szans przy jednoczesnym zmniejszaniu lub poprawianiu słabych stron wewnątrz organizacji.</b>
ST	maxi-mini	Niekorzystny układ warunków zewnętrznych (przewaga zagrożeń). Przedsiębiorstwo może mu przeciwstawić duży potencjał wewnętrzny i próbować przewycięzać zagrożenia wykorzystując do maksimum swoje mocne strony.
WT	mini-mini	Firma w takiej sytuacji jest pozbawiona szans rozwojowych. Działa w nieprzychylnym otoczeniu, a jej potencjał zmian jest niewielki. Nie posiada istotnych mocnych stron, które mogłyby przeciwstawić zagrożeniom. Strategia mini-mini sprowadza się w wersji pesymistycznej do likwidacji, w wersji optymistycznej – do starań o przetrwanie lub połączenie z inną organizacją.

Źródło: Opracowanie własne.

Na podstawie analizy strategia, która powinna zostać zastosowana przez potencjalnego agregatora, to strategia WO. Mimo, że na dziś brak jest ugruntowanej wiedzy oraz doświadczenia w obszarze agregacji (brak podobnych podmiotów na rodzimym rynku mogących stanowić benchmark), przedsięwzięcie może zostać z powodzeniem realizowane. Warunki zewnętrzne są ku temu bardzo sprzyjające i szanse przeważają nad słabymi stronami. Należy wykorzystać te szanse, jednocześnie zdobywając doświadczenie i wiedzę praktyczną dot. działania na rynku agregacji, co przyczyni się do istotnej poprawy słabych stron.

#### 4.2.4. Analiza PEST

W pierwszej kolejności określa się listę czynników, które dotyczą poszczególnych segmentów makrootoczenia. Następnie określa się siłę wpływu danego czynnika na agregatora w skali od -5 do 5, gdzie -5 to wysoka, negatywna siła oddziaływania, natomiast 5 wysoka, pozytywna siła oddziaływania. Dla każdego czynnika określa się również trend jaki może przyjąć w kolejnych latach: wzrostowy, stabilizacja, regres oraz

dla każdego z trendów ocenia się prawdopodobieństwo jego wystąpienia w skali od 0 do 1, gdzie 0 to zdarzenie niemożliwe, 1 to zdarzenie pewne (suma prawdopodobieństw = 1) <sup>18</sup>.

Listę czynników wraz z oceną zamieszczono w poniższej tabeli.

**Tabela 7. Analiza PEST.**

Lp.	Czynniki polityczne, prawne	Trend	Siła wpływu	Prawdop.
1	Polityka klimatyczna UE	Wzrost	4	0,45
		Stabilizacja	3	0,5
		Regres	-4	0,05
2	Prawo energetyczne, ustawa OZE	Wzrost	5	0,7
		Stabilizacja	-4	0,25
		Regres	-5	0,05
3	Polityka klimatyczna Polski	Wzrost	5	0,35
		Stabilizacja	2	0,55
		Regres	-4	0,1
4	Bliżej nieokreślone zdarzenia kryzysowe (pandemia, migracje itp.)	Wzrost	-3	0,2
		Stabilizacja	1	0,5
		Regres	2	0,3
Lp.	Czynniki ekonomiczne	Trend	Siła wpływu	Prawdop.
1	Zamożność społeczeństwa	Wzrost	4	0,2
		Stabilizacja	-1	0,45
		Regres	-3	0,35
2	Programy wsparcia (dofinansowania)	Wzrost	3	0,3
		Stabilizacja	-1	0,5
		Regres	-3	0,2
3	Cena magazynu energii elektrycznej	Wzrost	-5	0,1
		Stabilizacja	-3	0,3
		Regres	3	0,6
4	Cena energii	Wzrost	4	0,3
		Stabilizacja	1	0,6
		Regres	-3	0,1

<sup>18</sup> Czachorowski W. *Zarządzanie strategiczne*, materiały wykładowe, Warszawa 2017

5	Cena instalacji OZE	Wzrost	-3	0,15
		Stabilizacja	2	0,65
		Regres	4	0,2
<b>Lp.</b>	<b>Czynniki społeczne</b>	<b>Trend</b>	<b>Siła wpływu</b>	<b>Prawdop.</b>
1	Świadomość ekologiczna i zmian klimatu	Wzrost	3	0,6
		Stabilizacja	2	0,25
		Regres	-2	0,15
2	Mobilność społeczeństwa / migracja do miast	Wzrost	-3	0,45
		Stabilizacja	1	0,35
		Regres	2	0,2
3	Obawa przed nową technologią, poziom wykształcenia	Wzrost	-3	0,1
		Stabilizacja	2	0,2
		Regres	4	0,7
4	Akceptacja społeczna dla OZE	Wzrost	2	0,6
		Stabilizacja	1	0,3
		Regres	-3	0,1
<b>Lp.</b>	<b>Czynniki techniczne</b>	<b>Trend</b>	<b>Siła wpływu</b>	<b>Prawdop.</b>
1	Postęp w technologiach magazynowania energii	Wzrost	5	0,65
		Stabilizacja	2	0,3
		Regres	-4	0,05
2	Ilości energii z OZE w systemach energetycznych	Wzrost	5	0,5
		Stabilizacja	2	0,4
		Regres	-4	0,1
3	Sieci inteligentne	Wzrost	-3	0,3
		Stabilizacja	2	0,6
		Regres	5	0,1
4	Energetyka rozproszona, klastry energii	Wzrost	4	0,35
		Stabilizacja	1	0,55
		Regres	-2	0,1

Źródło: Opracowanie własne.

Następnie trendy uporządkowano wg trzech scenariuszy:

- Scenariusz optymistyczny – wybiera się trend, który ma najwyższy pozytywny wpływ;
- Scenariusz pesymistyczny – wybiera się trend, który ma najwyższy pozytywny wpływ;
- Scenariusz najbardziej prawdopodobny – wybiera się trend, który jest najbardziej prawdopodobny, bez względu na trend i siłę wpływu.

W dalszej kolejności dla każdego ze scenariuszy określa się rozpiętość między scenariuszami pesymistycznym i optymistycznym, analizę szans i zagrożeń w poszczególnych segmentach oraz trendów wiodących w scenariuszu najbardziej prawdopodobnym.

Analiza PEST wskazuje, że:

- w przypadku agregatora, największa rozpiętość między scenariuszami optymistycznym i pesymistycznym występuje w przypadku sfery politycznej / prawnej oraz technicznej co sugeruje, że ww. sfery będą miały największy wpływ na funkcjonowanie podmiotu;
- w przypadku obydwu sfer, przesunięcie scenariusza najbardziej prawdopodobnego jest w kierunku scenariusza optymistycznego co sugeruje, że występuję więcej szans, które mogą zostać pozytywnie wykorzystane, niż zagrożeń, które mogą negatywnie wpłynąć na funkcjonowanie podmiotu;
- czynnikami o wysokiej sile wpływu oraz jednocześnie szacowanym, wysokim prawdopodobieństwem wystąpienia są polityka klimatyczna UE (wysokie prawdopodobieństwo dalszego zaostrzenia lub stabilizacji przy niskim prawdopodobieństwie złagodzenia), polityka klimatyczna Polski oraz sprzyjające warunki legislacyjne (wysokie prawdopodobieństwo dalszego wzrostu). W przypadku czynników o charakterze technicznym, z wysokim prawdopodobieństwem będzie następował dalszy postęp w rozwoju technologii magazynowania energii oraz przyrost ilości energii z OZE. Prawdopodobieństwo wystąpienia regresu w omawianych czynnikach, co miałyby wysoki negatywny wpływ, ocenia się na niskie;
- nieco mniejsza, lecz wciąż istotna rozpiętość występuje w przypadku sfer ekonomicznej i społecznej, co sugeruje niższy, lecz wciąż istotny wpływ na działalność agregatora. Podobnie, jak w przypadku sfery technicznej, przesunięcie scenariusza najbardziej prawdopodobnego jest w kierunku scenariusza optymistycznego (lecz w mniejszym stopniu niż w przypadku sfer technicznej i prawnej);
- czynnikami o wysokiej sile wpływu oraz szacowanym, wysokim prawdopodobieństwem wystąpienia, są (będą) malejące ceny magazynów energii elektrycznej w przypadku ich upowszechnienia oraz coraz wyższa świadomość

ekologiczna i zmian klimatu, połączona ze zmniejszeniem obaw przed stosowaniem nowych technologii;

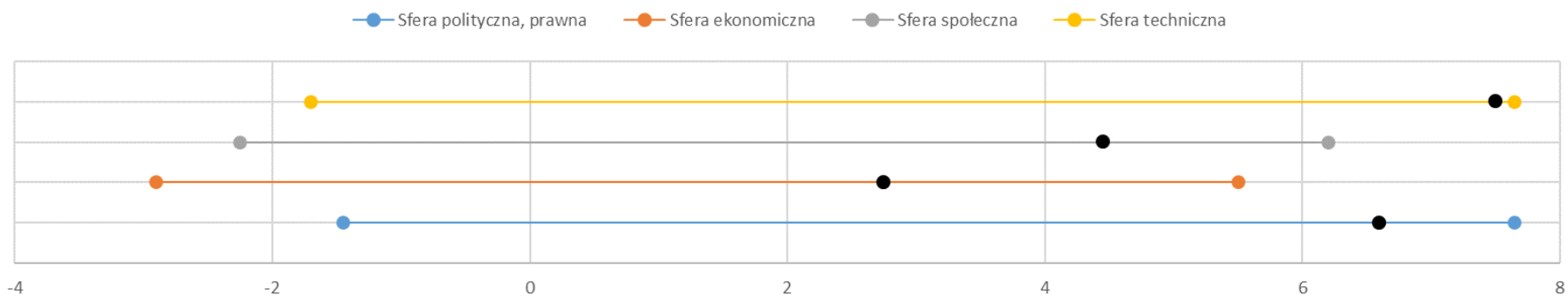
- w przypadku sfer ekonomicznej i społecznej występują dodatkowo czynniki, które z wysokim prawdopodobieństwem będą miały istotny negatywny wpływ na działalność agregatora (zidentyfikowane zagrożenia): zamożność społeczeństwa (stabilizacja lub regres spowodowane obecną sytuacją gospodarczą, co implikuje konieczność wprowadzenia programu wsparcia dla magazynów energii elektrycznej) oraz wzrost migracji (szczególnie do miast) i mobilności społeczeństwa (brak realnej potrzeby inwestowania w magazyn energii elektrycznej).

Ocenę punktową i graficzną prezentację scenariuszy przedstawiono w poniższej tabeli oraz na rysunku.

**Tabela 8. Punktowa ocena rozważanych scenariuszy.**

	Scenariusz pesymistyczny	Scenariusz optymistyczny	Scenariusz najbardziej prawdopodobny
<b>Sfera polityczna, prawna</b>	-1,45	7,65	6,6
<b>Sfera ekonomiczna</b>	-2,9	5,5	2,75
<b>Sfera społeczna</b>	-2,25	6,2	4,45
<b>Sfera techniczna</b>	-1,7	7,65	7,5

Źródło: Opracowanie własne.



**Rysunek 11. Graficzne przedstawienie scenariuszy.**

Źródło: Opracowanie własne.

#### 4.2.5. Określenie struktury przychodów i kosztów agregatora

Celem określenia czy świadczenie usług agregacji będzie działalnością opłacalną, oszacowano strukturę podstawowych kosztów i przychodów (sekcja 4.2.2). Zarówno po stronie kosztów, jak i przychodów zidentyfikowano, które pozycje będą stałe i niezależne od liczby prosumentów korzystających z usług agregatora, a które będą niezmiennie. Celem określenia rentowności omawianej działalności, przyjęto następujące założenia:

- przyjmuje się strumienie przychodów i kosztów zgodnie z sekcją 4.2.2;
- zakłada się, że niezależnie od liczby prosumentów biorących udział w agregacji, agregator zatrudnia 5 osób: 2 na stanowiskach kierowniczych, 3 specjalistów / analityków. Po przekroczeniu liczby 150 prosumentów zatrudnia się kolejną osobę, po 300 kolejną itp.;
- zakłada się, że opłata wynikająca z wynajęcia magazynu energii elektrycznej od prosumenta, będzie równa kosztom eksploatacji magazynu energii elektrycznej;
- zakłada się, że część działań będzie realizowana przez usługodawców na zasadzie outsourcingu;
- wynagrodzenie z tytułu wygranej aukcji na świadczenie usług elastyczności wypłacane przez OSP na rzecz agregatora (wstępnie zakłada się wysokość identyczną jak wynagrodzenie za uczestnictwo w rynku mocy).

Szacowane jednostkowe przychody zestawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 9. Zidentyfikowane główne kategorie przychodów.**

Przychód jednostkowy	Wartość	Jednostka	Źródło
Świadczenie usług elastyczności na rzecz OSP	259,87	PLN/kW/rok	Przyjęto referencyjną wartość jak dla rynku mocy. Przeprowadzono analizę jak powinna się kształtować w przypadku różnej skali działalności agregatora
Uczestnictwo w rynku mocy / DSR	259,87	PLN/kW/rok	Strona Urzędu Regulacji Energetyki
Opłata za usługę sprzedaży energii elektrycznej w imieniu prosumenta na rynku hurtowym	10,00	PLN/MWh	Założenie własne – opłata musi być na tyle niska, aby prosumentowi opłacało się wybrać tą drogę handlu energią (za sprzedaż po cenie referencyjnej do sprzedawcy zobowiązanego opłata wynosi 0,00 PLN/MWh)
Opłata za sprzedaż energii elektrycznej z rynku hurtowego prosumentowi, pełnienie funkcji POB	50,00	PLN/MWh	Założenie własne – założona stawka odzwierciedla bieżące stawki rynkowe

Źródło: Opracowanie własne.

Szacowane jednostkowe koszty zestawiono w poniższej tabeli.



**Tabela 10. Zidentyfikowane główne kategorie kosztów.**

Koszt jednostkowy	Wartość	Jednostka	Źródło
Koszt eksploatacji magazynu energii elektrycznej	47,50	PLN/kW/rok	WWF, 2020. Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii [online]
Licencje, oprogramowanie, platformy	12 000,00	PLN/m-c	Założenie własne
Utrzymanie biura	250 000,00	PLN/rok	Założenie własne
Opłata koncesyjna	0,50% (nie mniej niż 1000,00 PLN)	0,5% przychodów z działalności koncesjonowanej	Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej
Średnie wynagrodzenie brutto uwzględniające koszt pracodawcy	12 000,00	PLN/osoba/m-c	Założenie własne
Outsourcing usług prawnych	4 000,00	PLN/m-c	Założenie własne
Outsourcing usług księgowych	2 500,00	PLN/m-c	Założenie własne
Outsourcing usług IT	1 500,00	PLN/m-c	Założenie własne

Źródło: Opracowanie własne.

Dodatkowo przyjmuje się założenia dot. produkcji, autokonsumpcji oraz całkowitego zużycia energii przez prosumenta.

**Tabela 11. Modelowy bilans energii prosumenta.**

Wyszczególnienie	Wartość	Jednostka	Źródło
Moc instalacji PV	5,0	kWp	Raport Rynek fotowoltaiki w Polsce, Instytut Energetyki odnawialnej
Pojemność magazynu energii elektrycznej	5,0	kWh	Wyliczono w oparciu o Dział I
Moc magazynu energii elektrycznej	4,5	kW	Wyliczono w oparciu o Dział I
Produkcja energii przez prosumenta	4 397	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I
Zużycie przez prosumenta łącznie	2 600	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I
- Autokonsumpcja bieżąca z OZE	1 101	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I
- Zakup energii z rynku	614	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I
- Energia pozyskana z magazynu energii elektrycznej	885	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I
Sprzedaż nadwyżki energii do sieci	2 373	kWh/rok	Wyliczono w oparciu o Dział I

Źródło: Opracowanie własne.

W dalszej kolejności przeprowadzono analizę, w jaki sposób ukształtują się przychody i koszty operacyjne agregatora, przy różnej liczbie obsługiwanych prosumentów. Wycień dokonano przy założeniu, że jednostkowa opłata za świadczone na rzecz OSP usługi elastyczności jest stała i równa opłacie za uczestnictwo w rynku mocy / DSR.

Dodatkowo przeanalizowano w jaki sposób przy tej samej liczbie obsługiwanych prosumentów, powinna kształtować się opłata za świadczone usługi elastyczności. Opłata graniczna była ustalana w ten sposób, aby wynik z działalności operacyjnej wynosił 0 PLN/rok.

Wyniki zestawiono w poniższych tabelach.

**Tabela 12. Przepływy pieniężne agregatora przy różnej liczbie prosumentów.**

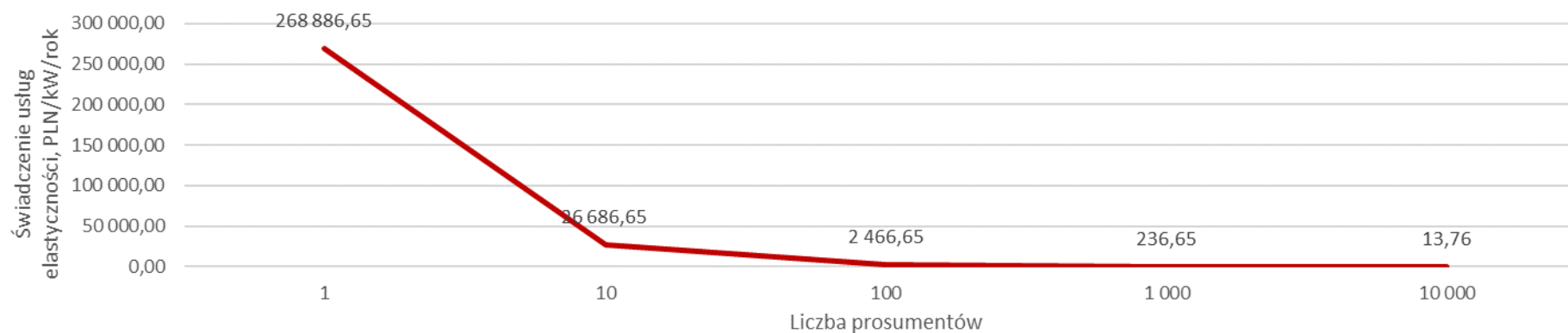
Liczba prosumentów	1	10	100	1 000	10 000
<b>Przychody z działalności operacyjnej</b>					
Uczestnictwo w rynku mocy / DSR, PLN/rok	1 169,42	11 694,15	116 941,50	1 169 415,00	11 694 150,00
Sprzedaż energii prosumenta, PLN/rok	23,73	237,30	2 373,00	23 730,00	237 300,00
Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej z rynku hurtowego, pełnienie funkcji POB, PLN/rok	30,70	307,00	3 070,00	30 700,00	307 000,00
Świadczenie usług elastyczności, PLN/rok	1 169,42	11 694,15	116 941,50	1 169 415,00	11 694 150,00
<b>Koszty operacyjne</b>					
Koszt eksploatacji magazynu energii elektrycznej, PLN/rok	213,75	2 137,50	21 375,00	213 750,00	2 137 500,00
Licencje, oprogramowanie, platformy, PLN/rok	144 000,00	144 000,00	144 000,00	144 000,00	144 000,00
Utrzymanie biura, PLN/rok	250 000,00	250 000,00	250 000,00	250 000,00	250 000,00
Wynagrodzenia stałe, PLN/rok	720 000,00	720 000,00	720 000,00	720 000,00	720 000,00
Wynagrodzenia zależne od liczby prosumentów, PLN/rok	0,00	0,00	0,00	864 000,00	9 504 000,00
Outsourcing usług, PLN/rok	96 000,00	96 000,00	96 000,00	96 000,00	96 000,00
Opłata koncesyjna	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	5 932,50
<b>Przychody łącznie, PLN/rok</b>	<b>2 393,26</b>	<b>23 932,60</b>	<b>239 326,00</b>	<b>2 393 260,00</b>	<b>23 932 600,00</b>
<b>Koszty łącznie, PLN/rok</b>	<b>1 211 213,75</b>	<b>1 213 137,50</b>	<b>1 232 375,00</b>	<b>2 288 750,00</b>	<b>12 857 432,50</b>
<b>Zysk z działalności, PLN/rok</b>	<b>-1 208 820,49</b>	<b>-1 189 204,90</b>	<b>-993 049,00</b>	<b>104 510,00</b>	<b>11 075 167,50</b>

Źródło: Opracowanie własne.

**Tabela 13. Stawka za usługi elastyczności przy różnej liczbie prosumentów.**

Liczba prosumentów	1	10	100	1 000	10 000
Świadczenie usług elastyczności, PLN/kW/rok	268 886,65	26 686,65	2 466,65	236,65	13,76

Źródło: Opracowanie własne.



**Rysunek 12. Stawka za usługi elastyczności przy różnej liczbie prosumentów.**

Źródło: Opracowanie własne.

#### 4.2.6. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza wskazuje, że:

- proponowany model operacyjny obejmuje bilansowanie energii z OZE w obrębie jednego węzła sieci niskiego napięcia (lokalnie). Agregator zarządza wieloma magazynami energii elektrycznej ulokowanymi przy każdej prosumenckiej instalacji OZE i jest rynkowym podmiotem działającym w warunkach wolnej konkurencji;
- główna wartość wynikająca z obecności agregatora to m.in. bardziej efektywne wykorzystanie instalacji OZE (zwiększenie czasu produkcji ze względu na ograniczenie wyłączeń spowodowanych skokami napięcia), stabilizacja parametrów sieci lokalnej, zapewnienie krótkoterminowej rezerwy mocy;
- głównym źródłem przychodów agregatora będzie wynagrodzenie z tytułu uczestnictwa w DSR / rynku mocy oraz z tytułu świadczenia usług elastyczności. Z uwagi na fakt, że przeciętny prosument, będący gospodarstwem domowym, zużywa nieporównywalnie mniej energii niż przeciętny przedsiębiorca, obrót energią nie będzie znaczący w strukturze przychodów agregatora (o ile agregator nie będzie podmiotem niezależnym);
- w przypadku określenia stawki za usługi elastyczności liczyć się będzie skala prowadzonej przez agregatora działalności. Minimalna liczba prosumentów, która powinna być obsługiwana przez agregatora, aby zapewnić rentowność jego działania (przy przyjętych założeniach), wynosi ok. 1000. Wraz ze zwiększaniem liczby prosumentów, obniżaniu może ulec stawka za usługi elastyczności, nie powodując jednocześnie znaczącego obniżenia rentowności;
- analiza SWOT wskazuje, że optymalną strategią wejścia na rynek podmiotu, który mógłby świadczyć usługi agregacji, będzie strategia minimaksowa: ze względu na brak doświadczeń w agregacji oraz obecności na rynku podmiotów, które rynkowo mogą stanowić istotną konkurencję, przeważają słabe strony, ale jednocześnie sprzyja układ warunków zewnętrznych. Strategia powinna polegać na wykorzystaniu tychże szans przy jednoczesnym zmniejszaniu lub poprawianiu słabych stron wewnątrz organizacji;
- analiza PEST wskazuje, że wpływ makrootoczenia na działalność agregatora będzie raczej pozytywny. Czynnikiem o wysokiej sile wpływu oraz jednocześnie szacowanym, wysokim prawdopodobieństwem wystąpienia, są polityka klimatyczna UE, polityka klimatyczna Polski oraz sprzyjające warunki legislacyjne. W przypadku czynników o charakterze technicznym z wysokim prawdopodobieństwem będzie następował dalszy postęp w rozwoju technologii magazynowania energii oraz przyrost ilości energii z OZE. W przypadku sfer ekonomicznej i społecznej czynnikami pozytywnymi są (będą) malejące ceny magazynów energii elektrycznej w przypadku ich upowszechnienia oraz coraz wyższa świadomość ekologiczna i zmian klimatu, połączona ze zmniejszeniem obaw przed stosowaniem nowych technologii. Czynniki, które z wysokim

prawdopodobieństwem będą miały istotny negatywny wpływ na działalność agregatora to zamożność społeczeństwa oraz wzrost migracji społeczeństwa.

## **5. Model wyboru agregatora - propozycja systemu aukcyjnego**

### **5.1. Wprowadzenie**

W poprzednim rozdziale scharakteryzowano ramy modelu operacyjnego i biznesowego, które mógłby przyjąć podmiot pełniąc rolę agregatora. Agregator będzie mógł świadczyć szereg usług na rzecz prosumentów oraz OSP. Część z nich świadczona będzie na zasadach rynkowych, natomiast wybór podmiotu, który świadczyć będzie usługi elastyczności, nastąpić może na drodze aukcji. Przede wszystkim, aukcja określi warunki finansowe, na jakich agregator świadczyć będzie usługi.

Model aukcyjny niesie szereg zalet, zarówno dla podmiotu, który wyłania dostawców usług na drodze aukcji jak i dla tych oferentów, którzy aukcję wygrają. Dla organizatora – jest to jasna i przejrzysta procedura wyboru dostawców, którzy zaoferują optymalną cenę, więc usługa świadczona będzie po optymalnych kosztach. Dla podmiotów które wygrają aukcję zaletą jest strumień gwarantowanych i znanych przychodów w okresie obowiązywania wsparcia z aukcji.

W pierwszej kolejności scharakteryzowano istniejące w Polsce modele aukcyjne celem sprawdzenia, czy wybrane (lub wszystkie) elementy modelu będą możliwe do przyjęcia w przypadku aukcji na wybór podmiotu agregującego. Następnie podano propozycję założeń dla modelu aukcyjnego dla agregatora.

### **5.2. Modele aukcyjne funkcjonujące w Polsce**

#### **5.2.1. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii**

System aukcyjny OZE jest to system wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jak wiatr czy promieniowanie słoneczne. Gwarantuje on dopłaty do energii elektrycznej wygenerowanej przez instalację OZE, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz sprzedanej przez okres maksymalnie 15 lat od momentu rozpoczęcia produkcji. Przedmiotem aukcji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z Ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (z późn. zm.) aukcje muszą odbywać się co najmniej raz w roku i są realizowane oddzielnie dla instalacji określonego typu i w podziale na instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW oraz powyżej 1MW. Sesja dla aukcji trwa nie krócej niż 8 godzin. Za ogłoszenie, organizację oraz przeprowadzenie aukcji odpowiada Prezes URE. Maksymalna ilość oraz wartość energii, jaka może zostać sprzedana w ramach przeprowadzanej aukcji, w danym roku kalendarzowym, określana jest w Rozporządzeniu wydawanym przez Radę Ministrów.

W przypadku, gdy ilość i wartość ta nie zostaną wykorzystane Prezes URE może zrealizować kolejne aukcje.<sup>19</sup>

Aby móc wziąć udział w aukcji należy zarejestrować konto wytwórcy na internetowej platformie aukcyjnej IPA, gdzie określone są wszelkie dane dotyczące wytwórcy oraz parametry jego instalacji. Platforma służy jako kanał do komunikacji pomiędzy zarejestrowanymi wytwórcami a Prezesem URE i jest nadzorowana przez Departament Źródeł Odnawialnych Urzędu Regulacji Energetyki. Rejestracja konta na platformie jest poddawana prekwalfikacji. Wytwórcy, którzy pozytywnie przejdą weryfikację uzyskują indywidualny numer rachunku bankowego, na który wpłacana jest tzw. opłata gwarancyjna. W zależności czy jest to istniejąca instalacja, nowa bądź modernizowana, wpłacane zabezpieczenie wynosi odpowiednio 30 zł lub 60 zł za każdy kW mocy zainstalowanej. Zaksięgowanie wniesionej opłaty uprawnia wytwórcę do składania ofert aukcyjnych podczas trwania sesji aukcji. Wytwórcy wypełniają i składają wówczas odpowiedni formularz oferty, w którym obligatoryjne jest podanie ceny po jakiej wytwórca zobowiązuje się sprzedać energię elektryczną, wolumenów energii do sprzedaży w perspektywie kolejnych 15 lat, a także wyliczonej pomocy inwestycyjnej, jaką uzyskał wytwórca w celu budowy danej instalacji.

Zgodnie z regulaminem udział w aukcji może wziąć Wytwórca, którego instalacja odnawialnych źródeł energii spełnia parametry aukcji. Wytwórcy chcący przystąpić do aukcji OZE poddawani są przez Prezesa URE ocenie formalnej dotyczącej poziomu przygotowania do wytwarzania energii odnawialnej, na podstawie, której dopuszczają lub odmawiają udziału w aukcji. Aukcję wygrywają uczestnicy, których oferta zawierała najniższą cenę sprzedaży, aż do momentu zaspokojenia ilości oraz wartości energii elektrycznej zawartej w ogłoszeniu oraz których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych określonej w ogłoszeniu aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi w danej aukcji ofertami. W sytuacji, gdy więcej niż jeden wytwórca złoży ofertę z jednakową ceną, o wygranej decyduje kolejność złożenia ofert. Po zamknięciu sesji aukcji złożone w jej trakcie oferty są rozpatrywane. Warunkiem do jej rozstrzygnięcia jest otrzymanie od wytwórców co najmniej trzech ważnych ofert. Wyniki aukcji są ogłaszane przez Prezesa URE, a publikacja zawiera informacje tj. lista zwycięzców aukcji, liczba wygrywających instalacji OZE, graniczne ceny zaoferowane przez zwycięzców aukcji oraz łączne wolumeny sprzedanej energii w rozgraniczeniu na poszczególne lata kalendarzowe.<sup>20</sup>

W 2021 r. w ramach projektów fotowoltaicznych i wiatrowych do mocy 1 MW przystąpiło do aukcji 432 wytwórców z 1264 ofertami. W kategorii tej aukcje wygrało 335 wytwórców z 1016 ofertami, a cena po jakiej została sprzedana energia elektryczna wyniosła 207-253 zł/MWh. W ramach aukcji przeprowadzanej dla instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych

---

<sup>19</sup> Wady i zalety przyjętych rozwiązań prawnych dotyczących aukcji na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, cire.pl

<sup>20</sup> Regulamin Aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ure.pl



powyżej mocy 1 MW cena ta wyniosła natomiast 179-242,98 zł/MWh, zaś 637,07-639,15 zł/MWh w przypadku elektrowni wodnych do mocy 1 MW.<sup>21</sup>

### 5.2.2. Aukcje mocy

Rynek mocy został wprowadzony w Polsce ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Pierwsza aukcja w ramach rynku mocy została przeprowadzona 15 listopada 2018 r. zaś pierwszym rokiem dostaw był 2021 r. Aukcje realizowane są w postaci tzw. aukcji holenderskiej, co oznacza, że cena zamknięcia dla wszystkich uczestników jest jednakowa. Cena wywoławcza aukcji jest wysoka, zaś stopniowo maleje. W danej aukcji uczestnik może złożyć wyłącznie jedną ofertę stanowiącą ofertę wyjścia. Rynek mocy jest podzielony na rynek pierwotny i rynek wtórny. W obrębie rynku pierwotnego wyróżniane są dwa etapy przeprowadzania transakcji. Są to aukcje główne oraz aukcje dodatkowe. W kontekście aukcji głównej oferowany jest obowiązek mocowy na cały rok kalendarzowy. Jej celem jest pozyskanie większości obowiązków mocowych pokrywających przewidywane zapotrzebowanie na moc. Aukcja główna odbywa się w piątym roku poprzedzając okres dostaw. W ramach aukcji dodatkowych oferowany jest obowiązek mocowy w rozgraniczeniu na poszczególne kwartały roku kalendarzowego. Aukcje te odbywają się w roku poprzedzającym okresy rozpoczęcia dostaw. Pozwalają one dokupić moc brakującą na skutek różnych zdarzeń, a także umożliwiają udział poprzez oferowanie mocy jednostkom charakteryzującym się sezonową zmiennością wytwarzania energii.

Warunkiem uczestnictwa w rynku mocy jest pozytywne przejście procedury rejestracji, utworzenie jednostki rynku mocy, a także uzyskanie pozwolenia dopuszczającego do aukcji. Funkcjonowanie rynku mocy jest oparte o wyznaczenie parametrów ekonomicznych, stąd wymagane jest podanie szczegółowych informacji dotyczących zgłoszonych do systemu jednostek, w ramach tzw. procesu certyfikacji. Na proces ten składają się trzy elementy, tj. certyfikacja ogólna, certyfikacja do aukcji głównej oraz certyfikacja do aukcji dodatkowych.

Certyfikacja ogólna odbywa się każdego roku i polega na wpisaniu ubiegających się o udział w rynku mocy jednostek fizycznych do rejestru. Na podstawie zamieszczonych w nim informacji operator dokonuje oceny dostępności zasobów mocy w systemie, a w szczególności na podstawie wykazanych w nim planów pracy jednostek wytwórczych na najbliższe lata, planów uczestnictwa w aukcji mocy oraz ich parametrów technicznych i lokalizacji. Rejestracji podlegają zarówno jednostki istniejące, przyłączone do sieci, jak również te dopiero planowane. Informacje wypełniane w drodze certyfikacji ogólnej podlegają corocznej aktualizacji. Certyfikacja ogólna w przypadku pozytywnego wyniku zostaje zakończona poprzez nadanie statusu Jednostki Rynku Mocy (JRM) i wpisanie jej do Rejestru Rynku Mocy.

Certyfikacje do aukcji głównej oraz dodatkowych nie są obligatoryjne. W przypadku chęci wzięcia w nich udziału niezbędne jest pozytywne przejście procesu certyfikacji ogólnej. W ramach certyfikacji do aukcji głównej wyróżnia się kwalifikacje jednostek do trzech

---

<sup>21</sup> Podsumowanie aukcji OZE w 2021 roku, ieo.pl

kategorii – nowa jednostka, istniejąca jednostka oraz modernizowana jednostka. W przypadku jednostki nowej w wyniku aukcji istnieje możliwość zawarcia kontraktu na maksymalnie 15 lat, natomiast w przypadku jednostki modernizowanej okres ten wynosi do 5 lat. Zgodnie z przepisami JRM rozgraniczane są również na tzw. cenobiorców i cenotwórców. Jako cenobiorcy określane są jednostki nowe oraz modernizowane, co oznacza, iż podmiot licytujący obowiązek mocowy dla określonej jednostki nie podlega ograniczeniom cenowym na rynku pierwotnym. Natomiast jednostki istniejące to cenobiorcy, którzy podczas aukcji mogą składać oferty cenowe nieprzekraczające maksymalnego poziomu cen dla cenobiorców będący parametrem aukcji. Pozytywne przejście procesu certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej przyznaje jednostce status Certyfikowanej Jednostki Rynku Mocy (CJRM). W aukcji mogą brać udział wyłącznie CJRM, które pozytywnie przeszły proces certyfikacji realizowany przez OSP we współpracy z OSD.

Zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy aukcja realizowana jest zgodnie z parametrami aukcji ustanowionymi przez ministra właściwego do spraw energii w konsultacji z Prezesem URE. Udział w certyfikacji ogólnej mogą wziąć wszystkie jednostki fizyczne wytwórcze istniejące i planowane oraz jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, a także jednostki redukcji zapotrzebowania planowane, bez względu na osiągalną moc. Aukcja organizowana jest w tyłu rundach, ile potrzebne jest do zaspokojenia określonych parametrów.<sup>22</sup>

Przykładowo w ramach aukcji głównej przeprowadzonej w 2018 r. zakontraktowano moc na 2021 r. po cenie zamknięcia 240,32 zł/kW/rok, zaś w ramach aukcji dodatkowych w 2021 r. PSE przeprowadziło aukcje dla każdego kwartału 2022 r. W zależności od kwartału ceny zamknięcia wynosiły odpowiednio dla pierwszego 186,7 zł/KW/rok, dla drugiego i trzeciego 320 zł/KW/rok oraz 240,02 zł/KW/rok dla czwartego.<sup>23</sup>

### 5.3. Propozycja modelu aukcyjnego dla agregatora

Proponuje się, aby model aukcyjny dla agregatora był zbliżony do istniejącego modelu aukcji mocy. Jest to mechanizm naturalny z tego względu, że rynek mocy również stanowi usługę elastyczności oraz w przypadku agregatora to, czym będzie rywalizował to potencjał mocy / pojemności magazynów. W takim przypadku zastosowania nie znajdzie mechanizm przyjęty dla aukcji na sprzedaż energii z OZE. Proponuje się, aby model został przyjęty z uwzględnieniem poniższych założeń:

- aukcja dotyczy wyłonienia podmiotów, które świadczyć będą wybrane przez OSP usługi elastyczności (z wyłączeniem rynku mocy, który objęty jest własnym mechanizmem wsparcia) z wykorzystaniem zarządzanych przez siebie magazynów energii elektrycznej;
- agregator na zasadach rynkowych świadczy prosumetom usługi agregacji. Ilość mocy jaką zagregował w magazynach energii elektrycznej stanowi jego bazę / potencjał do wzięcia udziału w aukcji;

---

<sup>22</sup> Regulamin Rynku Mocy, pse.pl

<sup>23</sup> Rynek mocy: Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłosił wyniki dodatkowych aukcji na dostawy w 2022 roku, ure.pl

- organizatorem aukcji jest Operator Systemu Przesyłowego. OSP wystawia platformę internetową celem przeprowadzenia aukcji;
- aukcję ogłasza się co pięć lat. Podmiot odpowiedzialny za agregację wybierany jest na drodze aukcji na okres pięciu lat. W razie potrzeby, OSP ogłasza aukcje dodatkowe raz na rok;
- organizowana jest jedna aukcja dla obszaru całej Polski;
- nie określa się minimalnej liczby podmiotów, które powinny wziąć udział w aukcji, aby została ona rozstrzygnięta. W razie wyrażenia chęci udziału tylko przez jeden podmiot, aukcja nie zostanie unieważniona (liczba podmiotów biorących udział w aukcji nie stanowi o jej unieważnieniu);
- OSP dokonuje weryfikacji podmiotów ubiegających się o udział w aukcji na 3 miesiące przed rozpoczęciem aukcji. Weryfikacji podlegają m.in.:
  - dane identyfikacyjne oferenta,
  - dokumenty upoważniające do dysponowania magazynami energii wskazanymi przez oferenta,
  - pojemność magazynów,
  - moc ładowania i rozładowania,
  - informacje o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji wskazanych magazynów,
  - potwierdzenie spełniania w roku dostaw przez układy pomiarowo-rozliczeniowe wymogów technicznych, niezbędnych do poprawnego prowadzenia rozliczeń.

Oferent informowany jest o ostatecznej decyzji o dopuszczeniu do udziału w aukcji na 30 dni przed rozpoczęciem aukcji. Szczegółowy harmonogram przedstawiono w poniższej tabeli;

**Tabela 14. Harmonogram działań do przeprowadzenia aukcji.**

<b>Działanie</b>	<b>Termin / okres realizacji</b>
Złożenie wniosku o udział w aukcji na usługi elastyczności przez podmiot ubiegający się o udział w aukcji	3 miesiące przed rozpoczęciem aukcji
Weryfikacja informacji i danych zawartych we wniosku przez organizatora aukcji	30 dni od daty wpłynięcia wniosku
Rozpatrzenie wniosku przez organizatora aukcji, czego wynikiem jest: - przyjęcie wniosku, albo	2 miesiące przed rozpoczęciem aukcji

- skierowanie wniosku do uzupełnienia braków formalnych lub merytorycznych, albo - odrzucenie wniosku;	
Usunięcia wad wniosku przez podmiot ubiegający się o udział w aukcji, złożenie korekty wniosku	14-30 dni od uzyskania informacji o statusie wniosku
Ponowne rozpatrzenie wniosku przez organizatora aukcji	14 dni od złożenia skorygowanego wniosku
Przyjęcie wniosku przez organizatora aukcji	Najpóźniej 30 dni przed rozpoczęciem aukcji

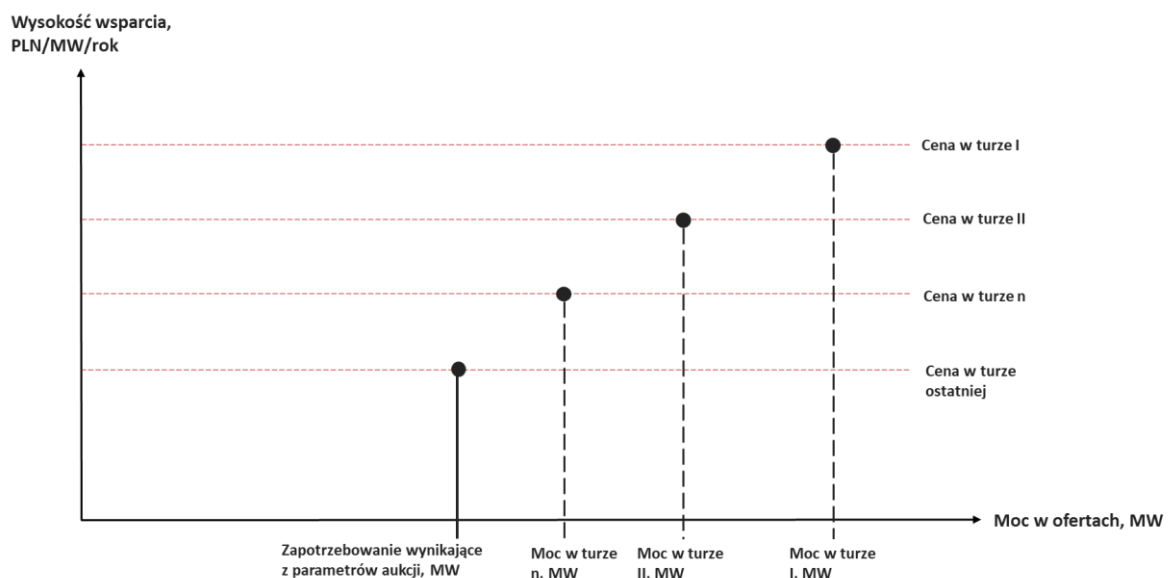
Źródło: Opracowanie własne.

- OSD, na podstawie wydanych warunków przyłączeniowych, podaje OSP całkowitą pojemność oraz moc magazynów energii elektrycznej. OSD podaje dane oraz szacunki na cały okres świadczenia usług wynikający z aukcji;
- OSP odpowiedzialny jest za określenie parametrów aukcji. OSP określa w szczególności:
  - prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji. Zapotrzebowanie stanowi łączną, maksymalną moc / pojemność magazynów energii elektrycznej, którą OSP planuje objąć systemem wsparcia (wypłacaniem stawki za świadczenie usług elastyczności),
  - maksymalną stawkę, którą jest w stanie przeznaczyć na świadczenie usług elastyczności na danym obszarze (jako stawkę wyjściową zaproponowano stawkę obowiązującą dla rynku mocy, por. sekcja 4.2.6.). Maksymalna stawka stanowi cenę wywoławczą aukcji,
  - liczbę tur (rund) w których aukcja zostanie rozstrzygnięta. Jedna tura trwa ok. 30 min. Przez turę rozumie się czas, w którym dostawca usług elastyczności może złożyć ofertę;
- zakończenie aukcji następuje po zakończeniu ostatniej tury aukcji albo po zakończeniu tury, w której wielkość pozostałych ofert (oferentów którzy nie wyszli z aukcji), jest nie większa niż zapotrzebowanie wynikające z parametrów aukcji;
- po zakończeniu aukcji oferty sortowane są od najmniejszej do największej ceny, gdzie pierwsza oferta to oferta o najniższej cenie;
- w przypadku, gdy kilka ofert ma tą samą cenę, ich kolejność ustalana jest według dokładnego czasu złożenia oferty;
- wynikiem aukcji są ilości mocy oferowane przez poszczególnych oferentów, którzy świadczyć będą usługi elastyczności, z przypisanymi im cenami oraz okresem, którego dotyczą.

Stawka ustalona na drodze aukcji, którą OSP przeznacza na świadczenie usług elastyczności, jest waloryzowana na każdy kolejny rok dostaw usług elastyczności. Waloryzacja następuje w oparciu o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych publikowany przez Główny Urząd Statystyczny.

Aby system aukcji dla usług elastyczności mógł zaistnieć, niezbędnym jest wyposażenie systemu elektroenergetycznego w istotną liczbę magazynów energii elektrycznej o konkretnej pojemności / mocy. Zgodnie z wyliczeniami z sekcji 4.2.6., szacuje się, że minimalny potencjał agregatora powinien wynosić ok. 1 000 prosumentów (lub moc magazynów energii elektrycznej wynikającą z ilości obliczonej dla 1 000 prosumentów wynoszącą 5 000 kWp / 5 000 kWh) dla których świadczy usługi.

Schematycznie, przebieg procesu przygotowania do aukcji przedstawiono na poniższym schemacie.



### Rysunek 13. Schemat przebiegu aukcji na świadczenie usług elastyczności.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Regulaminu Rynku Mocy, PSE S.A. 2021.

Podmiot świadczący usługi elastyczności pozostaje w gotowości do świadczenia tych usług. OSP, podobnie jak w przypadku rynku mocy, powiadamia podmioty świadczące usługi elastyczności o okresie zagrożenia, w którym usługi należy świadczyć. Okresy zagrożenia identyfikowane oraz ogłaszane są przez OSP. OSP powiadamia wówczas dostawców usług elastyczności o wystąpieniu takiego okresu ustalonymi kanałami komunikacji (e-mail, GSM, platforma wymiany informacji). OSP informuje o wystąpieniu okresu zagrożenia z odpowiednim wyprzedzeniem (kilkugodzinnym). Dostawca usług zapewnia wówczas wskazany w aukcji potencjał magazynów energii oraz wykonuje polecenia OSP zgodnie z procedurami.

Organizator aukcji ma prawo ogłosić testowy okres zagrożenia celem weryfikacji gotowości podmiotów świadczących usługi elastyczności. OSP w sposób analogiczny jak w przypadku okresu zagrożenia powiadamia podmioty świadczące usługi elastyczności o przeprowadzeniu testu. Testowy okres zagrożenia ogłaszany jest nie częściej niż raz na

kwartał. W przypadku uzyskania przez dostawcę negatywnego wyniku testu, organizator aukcji ma prawo powtórzyć okres testowy w tym samym kwartale. Po uzyskaniu pozytywnego wyniku testu, OSP zwraca dostawcy uzasadnione koszty poniesione celem przeprowadzenia testu.

Organizator aukcji może ustanowić zabezpieczenie finansowe, które będzie musiał wnieść każdy dostawca usług elastyczności lub wybrani dostawcy, w razie niespełnienia wybranych kryteriów. Zabezpieczenie jest proporcjonalne do wielkości obowiązku i powinno zostać ustanowione w walucie polskiej (PLN). Zabezpieczenie może zostać wniesione w formie pieniężnej, umowy poręczenia, gwarancji bankowej lub gwarancji ubezpieczeniowej lub kilku formach jednocześnie. Zabezpieczenie zwracane będzie dostawcy usług elastyczności po wygaśnięciu kontraktu. Zabezpieczenie zostanie zatrzymane lub zrealizowane przez OSP w przypadku nienależytego wykonania zobowiązania przez dostawcę usług elastyczności lub rozwiązania umowy z winy dostawcy.

W przypadku niewywiązywania się (niewykonania) agregatora z obowiązku dostarczania usług elastyczności, należy przewidzieć system kar, które będą naliczane. Uprawnionym do naliczania kar będzie organizator aukcji, czyli OSP na podstawie stosownego regulaminu. Kara naliczana będzie w przypadkach:

- nieosiągnięcia wystarczającej zdolności operacyjnej przed rozpoczęciem okresu dostarczania usług elastyczności;
- negatywnego wyniku okresu testowego;
- niewykonania obowiązku świadczenia usług elastyczności w okresie wezwania.

Suma kar powinna być łącznie limitowana w okresie roku dostaw usług elastyczności.

Szczegóły aukcji powinny zostać uzgodnione w ścisłej współpracy z organizatorem aukcji (OSP), po wyrażeniu przez niego potrzeb związanych ze świadczeniem usług elastyczności przez agregatora magazynów energii oraz wskazaniem tych usług (dziś jedyną wyartykułowaną potrzebą jest wykonywanie obowiązków mocowych przez uczestników rynku mocy).

## 6. Podsumowanie

Proponowany model agregacji wydaje się być optymalny do implementacji ze względu na:

- zapewnienie bardziej efektywnego wykorzystania energii z OZE wyprodukowanej w instalacji własnej (zmniejszenie nadwyżek oddawanych do sieci). Dodatkowo, uczestnictwo w systemie agregacji, pozwoli prosumentowi zmniejszyć koszty eksploatacji magazynu do minimum lub przenieść je w całości na agregatora;
- racjonalizację struktury kosztów i przychodów agregatora – podmiot pełniący rolę agregatora nie jest zobowiązany do poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych na tysiące magazynów energii, pokrywa jedynie koszty ich funkcjonowania. Jako operator tych magazynów, generuje przychody dzięki możliwości świadczenia usług elastyczności na rzecz OSP. Taki model eliminuje jedną z barier wejścia omawianego podmiotu na rynek, jaką jest wygenerowanie już na początku działalności konieczności poniesienia nakładów inwestycyjnych;
- brak ponoszenia nakładów inwestycyjnych na magazyny energii przez agregatora umożliwia jego relatywnie szybką zmianę w przypadku niewywiązywania się z obowiązków. W przypadku, gdyby agregator był zmieniany wraz z całą należącą do niego infrastrukturą magazynową, proces zmiany byłby o wiele dłuższy (wliczając w to np. wydanie warunków przyłączeniowych na magazyn dostarczony przez innego agregatora);
- sprzyjające otoczenie – coraz bardziej ambitna polityka klimatyczna UE wymagać będzie coraz większego udziału energii ze źródeł odnawialnych w strukturze zużycia energii. Dodatkowo, coraz większa liczba instalacji OZE w systemie będzie powodować konieczność bardziej efektywnego zarządzania nimi i stabilizację sieci na poziomie lokalnym. Taką rolę mógłby pełnić właśnie omawiany agregator;
- agregator mógłby być wybierany na drodze aukcji, podobnie jak dostawcy mocy w aukcjach mocy (dostawa mocy jest również jedną z usług elastyczności). Mechanizm jest już znany, więc wymagałby jedynie nieznacznych modyfikacji na potrzeby agregatora magazynów energii;
- wprawdzie jeden duży, centralny magazyn dedykowany jednemu węzłowi sieci niskiego napięcia byłby w skali globalnej bardziej efektywny kosztowo niż większa liczba rozproszonych magazynów przy każdej instalacji OZE, lecz nie byłoby możliwości poprawnego rozliczania nadwyżki energii produkowanej przez poszczególne instalacje prosumenckie (brak możliwości pozyskiwania danych w czasie rzeczywistym, ograniczona możliwość alokacji miejsca w magazynie dla poszczególnych prosumentów).

## 7. Spis rysunków

Rysunek 1. Schemat procesu badawczego. ....	28
Rysunek 2. Możliwe relacje pomiędzy poszczególnymi podmiotami na polskim rynku energii elektrycznej. ....	32
Rysunek 3. Schemat przepływu energii elektrycznej. ....	33
Rysunek 4. Schemat ideowy przepływu energii elektrycznej w sieci nN.....	34
Rysunek 5. Schemat przepływu energii w wariacie z jednym centralnym magazynem energii elektrycznej. ....	35
Rysunek 6. Schemat przepływu energii w wariacie z wieloma rozproszonymi magazynami energii elektrycznej.....	36
Rysunek 7. Schemat przepływu informacji w przypadku, gdy podmiotem bilansującym jest spółka obrotu. ....	41
Rysunek 8. Schemat przepływu informacji w przypadku, gdy podmiotem bilansującym jest agregator magazynów energii elektrycznej.....	42
Rysunek 9. Schemat przepływów środków pieniężnych, gdy role spółki obrotu i agregatora pełnią różne podmioty. ....	43
Rysunek 10. Schemat przepływów środków pieniężnych, gdy agregator, spółka obrotu i POB są tym samym podmiotem. ....	44
Rysunek 11. Graficzne przedstawienie scenariuszy. ....	55
Rysunek 12. Stawka za usługi elastyczności przy różnej liczbie prosumentów. ....	60
Rysunek 13. Schemat przebiegu aukcji na świadczenie usług elastyczności.....	69



## 8. Spis tabel

Tabela 1. Najważniejsze cechy poszczególnych modeli agregacji wyróżnionych przez USEF.....	20
Tabela 2. Źródła literaturowe. ....	29
Tabela 3. Model biznesowy dla agregatora OZE. ....	45
Tabela 4. Zestawienie systemu wag dla poszczególnych szans, zagrożeń, silnych i słabych stron. ....	48
Tabela 5. Zbiorcze zestawienie wyników. Analiza TOWS. ....	49
Tabela 6. Strategie normatywne w modelu SWOT / TOWS. ....	50
Tabela 7. Analiza PEST. ....	51
Tabela 8. Punktowa ocena rozważanych scenariuszy. ....	55
Tabela 9. Zidentyfikowane główne kategorie przychodów. ....	56
Tabela 10. Zidentyfikowane główne kategorie kosztów. ....	57
Tabela 11. Modelowy bilans energii prosumenta. ....	57
Tabela 12. Przepływy pieniężne agregatora przy różnej liczbie prosumentów. ....	59
Tabela 13. Stawka za usługi elastyczności przy różnej liczbie prosumentów. ....	60
Tabela 14. Harmonogram działań do przeprowadzenia aukcji. ....	67