

POLITECHNIKA WARSZAWSKA

DYSCYPILNA NAUKOWA INŻYNIERIA ŚRODOWISKA,
GÓRNICTWO I ENERGETYKA

DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH

Rozprawa doktorska

mgr inż. Arkadiusz Przychodzień

**Metoda określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań
podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy**

Promotor

prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski

WARSZAWA 2022

Podziękowania

Składam serdeczne podziękowania dla wszystkich osób, pomogły mi w trakcie przygotowywania rozprawy doktorskiej, a w sposób szczególny dziękuję:

Mojej żonie, za motywację, cierpliwość i okazane mi wsparcie w czasie pisania rozprawy.

Panu Promotorowi, za ciekawe rozmowy, cenne uwagi i dobrą współpracę.

Współpracownikom z PKN ORLEN, za umożliwienie mi realizacji badań i ich wspieranie w ramach doktoratu wdrożeniowego.

Streszczenie

Rozprawa obejmuje opracowanie metody określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy i przygotowanie przykładowej analizy w oparciu o zbiór opracowanych scenariuszy, założeń i dostępnych danych.

W części teoretycznej zebrane zostały informacje dotyczące regulacji prawnych określających zasady funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Opisane zostały procesy w których biorą udział jednostki wnioskujące o uczestnictwo w rynku mocy. W związku ze stworzeniem nowego rynku zostały wprowadzone nowe definicje opisujące uczestniczące w nim jednostki, odmienne od stosowanych dotychczas na rynku energii. Jako wprowadzenie do dalszej części pracy zostały szczegółowo scharakteryzowane aukcje rynku mocy, rynek wtórny oraz zasady wykonywania Obowiązków Mocowych.

W części praktycznej opisana została strategia składająca się z 3 grup strategii cząstkowych opisująca zasady określania optymalnego podejścia do realizacji procesów udziału w aukcjach, rynku wtórnym i wykonywania Obowiązku Mocowego. Dla każdej ze strategii określone zostały scenariusze i opracowane zostały dla nich szanse i ryzyka związane z realizacją każdego z nich. Na potrzeby podjęcia optymalnych decyzji opisany został zbiór założeń i danych potrzebnych do opracowania analizy poszczególnych scenariuszy.

Opracowana metoda została wdrożona do zarządzania opisanymi procesami i jej efektem jest brak uzyskania przez badane Jednostki Rynku Mocy kar na rynku mocy przy osiągnięciu pozytywnego wyniku finansowego z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych.

Słowa kluczowe: rynek mocy, analiza strategiczna, ryzyko

Abstract

The thesis includes the development of a method for determining the optimal strategy for fulfilling capacity obligations resulting from auctions and the secondary capacity market and the preparation of a case study based on a set of prepared scenarios, assumptions and available data.

In the theoretical part, information on legal regulations specifying the principles of operation of the capacity market in Poland has been collected. The processes in which the units applying for participation in the capacity market participate are described. In connection with the creation of a new market, new definitions were introduced to describe the units participating in it, different from those used so far on the energy market. Capacity market auctions, the secondary market and the rules of performing Capacity Obligations are characterized in detail as an introduction to the further part of the work.

The practical part describes a strategy consisting of 3 groups of partial strategies, describing the principles of determining the optimal implementation of the processes of participation in auctions, the secondary market and the performance of the Capacity Obligation. For each of the strategies scenarios have been defined and the opportunities and risks related to the implementation of each of them have been developed. For the purposes of making optimal decisions, a set of assumptions and data necessary to develop the analysis of individual scenarios has been described.

The developed method was implemented for the management of the described processes and its effect is that the tested Capacity Market Units did not obtain penalties on the capacity market while achieving a positive financial result for the performance of Capacity Obligations.

Keywords: capacity market, strategic analysis, risk

Spis treści

1. Wprowadzenie.....	13
1.1. Cel wdrożenia Rynku Mocy w Polsce.....	13
1.2. Rynek Energii, a Rynek Mocy	16
1.3. Przegląd publikacji w zakresie rynku mocy	19
2. Cel i zakres pracy oraz tezy rozprawy	21
3. Zasady funkcjonowania Rynku Mocy w Polsce	23
3.1. Regulacje prawne określające zasady funkcjonowania Rynku Mocy w Polsce	23
3.2. Zasady definiowania Jednostek Fizycznych i Jednostek Rynku Mocy.....	24
3.2.1. Proces certyfikacji ogólnej.....	24
3.2.2. Zasady definiowania Jednostek Fizycznych.....	26
3.2.3. Przykłady definiowania Jednostek Fizycznych	29
3.2.4. Proces certyfikacji do aukcji	35
3.2.5. Zasady definiowania i klasyfikacji Jednostek Rynku Mocy.....	39
3.2.6. Aukcje Rynku Mocy – zasady przeprowadzania.....	43
3.2.7. Rynek wtórny.....	62
3.2.8. Wykonywanie Obowiązków Mocowych.....	67
4. Strategia realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy ...	97
4.1. Strategia rynku pierwotnego (długoterminowa).....	100
4.1.1. Scenariusze działań w ramach strategii rynku pierwotnego	100
4.1.2. Założenia strategii rynku pierwotnego.....	121
4.1.3. Realizacja strategii rynku pierwotnym	143
4.2. Strategie rynku wtórnego.....	153
4.2.1 Scenariusze działań w ramach strategii rynku wtórnego	153
4.2.2. Analiza scenariuszy działań w ramach strategii rynku wtórnego	163
4.2.3. Średnioterminowa strategia rynku wtórnego	187
4.2.4. Krótkoterminowa strategia rynku wtórnego	206
4.2.5. Realizacja strategii rynku wtórnego.....	208
4.3. Strategia wykonywania Obowiązków Mocowych	211
5. Podsumowanie i wnioski.....	218
5.1. Podsumowanie pierwszego roku dostaw	218
5.2. Wnioski.....	227

Bibliografia.....	229
Spis rysunków	233
Spis tabel	237
Załączniki	238
Załącznik nr 1 – Opinia Opiekuna Pomocniczego	238

Wykaz stosowanych skrótów:

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne,

OSP / OSD – Operator Systemu Przesyłowego / Operator Systemu Dystrybucyjnego,

RM – Rynek Mocy,

JF – Jednostka Fizyczna,

JRM – Jednostka Rynku Mocy,

OM – Obowiązek Mocowy,

SOM – Skorygowany Obowiązek Mocowy,

WSOM – Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego,

OZ – Okres Zagrożenia,

TOZ – Testowy Okres Zagrożenia,

PURM – Portal Użytkownika Rynku Mocy.

1. Wprowadzenie

1.1. Cel wdrożenia Rynku Mocy w Polsce

Dotychczasowy jednotowarowy rynek energii elektrycznej uwzględniał wynagradzanie wytwórców tylko z tytułu produkcji energii elektrycznej. Znaczny wzrost udziału energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach sprawił, że część jednostek wytwórczych, które dotychczas pracowały jako podstawowe źródła energii dla systemu i posiadały wysokie średnie czasy wykorzystania mocy, utraciło dużą część swojego udziału w rynku. Wynika to z tego, że energia produkowana w odnawialnych źródłach energii posiada priorytet we wprowadzaniu jej do systemu, w efekcie czego operatorzy sieci przesyłowych muszą bilansować system poprzez zmiany obciążenia w sterowalnych źródłach energii zmniejszając i zwiększając ich produkcję. [24] Często jednostki te nie są przystosowane do tego typu częstej i dużej zmienności obciążeń, ze względu na to, że były projektowane jako jednostki pracujące na stałych wysokich poziomach mocy. [25] Zmniejszanie obciążenia do minimum technicznych powodować może spadek sprawności wytwarzania i zmniejszenie marży generowanej na sprzedaży energii elektrycznej. Dodatkowo, inny charakter pracy, może powodować częstsze występowanie awarii lub skracanie okresów między remontami. Godziny w których jednostki te zmniejszają swoje obciążenie są również tymi w których ceny energii na rynkach SPOT są najniższe, co jest kolejnym z czynników zmniejszających ich przychody. [26] Z drugiej strony zaś, jednostki dysponujące stabilną i sterowalną mocą są niezwykle potrzebne dla bezpiecznego funkcjonowania sieci w sytuacjach, gdy generacja OZE jest znaczenie mniejsza, a zapotrzebowanie odbiorców wysokie. [24] I chociaż w godzinach tych ceny energii są wyższe, to nie zawsze są to wartości pozwalające w dłuższym horyzoncie na pokrycie strat związanych z mniejszą produkcją, niższymi cenami energii elektrycznej, czy dodatkowymi kosztami związanymi z awariami, remontami lub modernizacjami na potrzeby dostosowania jednostek do nowego charakteru pracy. Połączenie tych czynników sprawia, że bilans ekonomiczny dla tego typu jednostek jest negatywny i w przypadku, gdy jednostka jest już wysłużona, może prowadzić do decyzji właściciela o zaprzestaniu produkcji i jej likwidacji. Sytuacja ta nie stanowi też zachęty dla potencjalnych inwestycji w nowe źródła, ponieważ bez osiągnięcia odpowiednich przychodów trudno osiągnąć zakładany przez inwestora zwrot z inwestycji. [27]

Czynnikiem istotnie wpływającym na kształt polskiego rynku energii jest fakt, iż po 1989 roku zapotrzebowanie na energię gwałtownie spadło w związku z upadkiem znacznej

części przemysłu ciężkiego oraz ogólnym kryzysem gospodarczym. Widoczny był nadmiar mocy wytwórczych w systemie, co sprawiło, że ceny energii były niskie i nie istniały przesłanki by inwestować w nowe moce, ponieważ było ich w nadmiarze. Jednostki te produkowały stosunkowo tanią energię, której cena odzwierciedlała koszty zmienne, ponieważ nie musiały pokrywać kosztów związanych z finansowaniem inwestycji. [28] Sytuacja ta doprowadziła do stanu w którym duża część jednostek osiągnęła wiek przekraczający planowany dla nich czas eksploatacji, a na rynku pojawiało się bardzo mało nowych jednostek. W połączeniu z kolejnym istotnym czynnikiem, jakim są coraz ostrzejsze normy emisyjne, dało to początek coraz to większych problemów widocznych na horyzoncie najbliższych lat. Dostosowanie do nowych norm istniejących, trzydziestoletnich, czterdziestoletnich, a nawet pięćdziesięcioletnich jednostek wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych. W przypadku, gdy poniesienie tych nakładów nie daje możliwości ich zwrotu w ciągu planowanej eksploatacji jednostki, właściciele mogliby odstąpić od realizacji tych modernizacji i zakończyć funkcjonowanie jednostek w momencie, w którym ich parametry nie będą już spełniać określonych norm środowiskowych. [26] Dlatego utrzymujące się niskie ceny energii, które ze względu na wysoką konkurencję dają możliwość pokrywania głównie kosztów zmienny, nie dają możliwości przeprowadzenia inwestycji w nowe jednostki lub modernizacje istniejących. Wyżej wymienione czynniki prowadzą do sytuacji w której ilość mocy wytwórczych, które mogą zapewnić stabilne i bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego spadała i nie daje żadnych sygnałów, które miałyby tę tendencję zmienić. [24] Spadające rezerwy mocy dostępnej dla operatora sieci przesyłowej rodzą problemy z zapewnieniem odbiorcom bezpiecznych dostaw energii i doprowadzić mogą nawet do wystąpienia niekontrolowanego wstrzymania dostaw na znacznym obszarze zwanego blackoutem. [28]

Jednotowarowy rynek energii elektrycznej nie oznaczał tego, że operator systemu przesyłowego nie posiadał dodatkowych środków, które pozwoliłyby mu zachowanie bezpiecznych warunków eksploatacji systemu. Usługi systemowe kontraktowane dotychczas przez operatora z uczestnikami rynku energii pozwalały na zbilansowanie systemu, [47] ale nie dawały możliwości zapewnienia odpowiednich rezerw w perspektywie długoterminowej. Dotychczasowe usługi w pewnym stopniu pozwalały na doraźne utrzymanie wymaganych rezerw, ale zarówno forma kontraktowania tych usług, jak i sposób ich wykonywania nie pozwalał na zapewnienie operatorowi odpowiedniej ilości i jakości dostępnych rezerw mocy, a wytwórcom na otrzymywanie z tego tytułu wynagrodzenia, którego wysokość i warunki pozwalałyby na utrzymywanie jednostek w horyzoncie długoterminowym. Istotnym aspektem

było to, że istniało wiele rodzajów tego typu usług i często były one dedykowane konkretnym typom lub technologiom, ograniczając też możliwość ich świadczenia niektórym potencjalnym uczestnikom rynku np. mniejszym lub rozproszonym wytwórcom. Zarówno rezerwa zimna, praca interwencyjna, Operacyjna Rezerwa Mocy, jak i różnego rodzaju usługi zarządzania popytem były tak skonstruowane, że trudno było na nich oprzeć długoterminowy plan przychodów dla jednostki wytwórczej lub zarządzania popytem. Wszystkie te usługi miały różne zasady funkcjonowania oraz wynagradzania. Były też kontraktowane w różnych terminach i na różne okresy. Ich wolumen często był marginalny i ich uczestnikami była tylko część rynku, a wynikało to z tego, że operator miał ograniczone możliwości ich zakupu.

Pierwsze głosy dotyczące wad funkcjonowania w Polsce jednotowarowego rynku energii pojawiały się od wielu lat, ale debata nad wprowadzeniem rynku mocy trafiła do szerszej dyskusji, nie jako hipotetyczna wizja reform, a propozycja realnego działania, w momencie w którym taki rynek mocy udało się stworzyć i notyfikować przez Wielką Brytanię w 2014 roku. [49] Kolejnym krokiem milowym do wprowadzenia rynku mocy w Polsce było wprowadzenie 20 stopnia zasilania w sierpniu 2015 roku, co po raz pierwszy pokazało realne skutki braku rezerw mocy w systemie. Opublikowana przez PSE w maju 2016 roku „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035” [50] pokazywała scenariusze realnego zagrożenia dla bezpiecznego funkcjonowania KSE w najbliższych latach. W analizie uwzględniony został wzrost zapotrzebowania na energię oraz dwa scenariusze zależne od zachowania wytwórców w związku z nowymi normami emisyjnymi wynikającymi z konkluzji BAT. W pierwszym z nich założono modernizację jednostek w celu dostosowania ich do nowych norm, ale pod warunkiem korzystnej sytuacji rynkowej. W drugim założono wycofanie jednostek bez podejmowania modernizacji ze względu na niekorzystne warunki rynkowe. W obu scenariuszach od 2022 lub od 2020 roku powinny wystąpić problemy z zapewnieniem odpowiedniej rezerwy mocy w systemie, a w latach późniejszych także problemy z pokryciem zapotrzebowania na energię bez realizacją nowych inwestycji. Według wyników prognoz do 2025 roku konieczne jest wybudowanie od 2,6 GW do 8,5 GW nowych mocy w systemie. Prognoza PSE przedstawiała dość czarny scenariusz na kolejne lata, ze względu na długość trwania projektów inwestycyjnych był to właściwie ostatni dzwonek na podjęcie działań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w latach po 2020 roku.

Nijako efektem prognozy PSE była publikacja w lipcu 2016 roku przez Ministerstwo Energii pierwszego projektu rozwiązań funkcjonalnych dla rynku mocy w Polsce. Założenia

rynku mocy w znacznym stopniu opierały się na rozwiązaniu wdrożonym w Wielkiej Brytanii. Najważniejsze różnice w funkcjonowaniu rynków w obu państwach to umożliwienie w Polsce otrzymania wieloletniego kontraktu przez jednostkę zarządzania popytem, umożliwienie bezpośredniego udziału jednostkom zagranicznym oraz wprowadzenie kryteriów promujących źródła niskoemisyjne. [49] Projekt ten podlegał szerokim konsultacjom zarówno ze strony Komisji Europejskiej, która musiała wyrazić zgodę na uruchomienie rynku mocy, ale też potencjalnych uczestników nowego rynku. Po wielu zmianach względem pierwszej koncepcji, projekt ustawy trafił do Sejmu, gdzie dnia 7 grudnia 2017 roku została uchwalona Ustawa o Rynku Mocy. Dalsze procesy związane z uruchomieniem rynku mocy miały miejsce w 2018 roku, a ich efektem były pierwsze aukcje na lata 2021-2023, które odbyły się w listopadzie i grudniu 2018 roku. Rynek mocy rozpoczął swoje funkcjonowanie 4 stycznia 2021 roku o godzinie 7:00. Nie później niż w 2024 roku, Rząd przedstawi ocenę funkcjonowania rynku mocy i zarekomenduje ewentualne zniesienie lub przedłużenie działalności, do tego czasu należy zakładać, że ostatnim rokiem dla którego będą organizowane aukcje jest rok 2030.

1.2. Rynek Energii, a Rynek Mocy

Wady związane z funkcjonowaniem jednotowarowego rynku energii są obserwowane nie tylko w Polsce, gdzie zliberalizowany rynek energii w obecnej formie działa dopiero od 2007 roku, ale również na innych rynkach, które mają za sobą znacznie dłuższą historię, a także struktura (zarówno technologiczna, jak i wiekowa) wytwarzania energii w danym systemie jest odmienna od Polskiej. Można więc wyciągnąć wniosek, że występowanie problemów z generowaniem odpowiednich sygnałów rynkowych na potrzeby utrzymania i tworzenia mocy jest zjawiskiem, które występuje powszechnie na jednotowarowych rynkach energii. W zależności od tego jaki charakter ma generowany brak rezerw można wdrażać wiele rodzajów rynków mocy uzupełniających dotychczasowy rynek energii. Praktyka krajów Unii Europejskiej oraz USA, gdzie wdrożone zostały rynki mocy pokazuje, że poprzez zastosowanie danego typu rynku mocy możliwe jest uzyskanie innych efektów. W zakresie analiz funkcjonowania poszczególnych rodzajów rynków mocy wraz z oceną ich wdrożenia można znaleźć w szeregu publikacji które stanowią podstawę do opracowania dalszej części tego podrozdziału: [24], [26], [29], [31], [32], [34], [35], [37], [38], [39], [40], [43], [46].

Różne rodzaje wdrażanych rynków mocy można sklasyfikować według trzech głównych kryteriów.

Bazujące na cenie lub wolumenie – w zależności od wybranego typu operator rynku lub regulator ustala cenę za którą będzie kontraktowana moc, zaś wolumen będzie wynikową podaży rynku, bądź ustalany jest wolumen jaki ma zostać zakontraktowany, a w wyniku konkurencji pomiędzy uczestnikami ustalana jest cena z jaką zakładana moc zostanie dostarczona.

Model centralny lub zdecentralizowany – w zależności od wybranego typu stroną kupującą moc jest jeden podmiot np. operator rynku lub wielu np. sprzedawcy energii. W przypadku zcentralizowanego rynku umowy są zawierane bezpośrednio pomiędzy dostawcami mocy, a operatorem, który przekazuje wynagrodzenie do dostawcy, a środki na ten cel zbiera od użytkowników systemu. W formie zdecentralizowanej umowy są zawierane pomiędzy dostawcami mocy, a podmiotami, które są zobligowane do zakupu mocy. Podmiotami tymi są np. sprzedawcy energii lub więksi konsumenci.

Model rynkowy lub celowy – W zależności od wybranego typu rynek obejmuje wszystkich potencjalnych uczestników i nie ma znacznych ograniczeń w zakresie możliwości wzięcia udziału w rynku mocy lub może być on skoncentrowany na konkretnych technologiach lub typach jednostek np. nowych, zarządzaniu popytem lub magazynach energii.

Istnieje wiele rodzajów mechanizmów mocowych, ale zdecydowaną większość można opisać jako jeden z niżej wymienionych typów rynku mocy wdrożonych w wielu krajach.

Rezerwa strategiczna – Polega na zakontraktowaniu przez operatora sieci przesyłowej mocy w jednostkach, które zazwyczaj nie będą uczestniczyć w rynku energii w zamian za zachowanie pełnej gotowości na wezwanie ze strony operatora w sytuacjach pogorszonego bilansu mocy w systemie. Wolumen rezerwy jest ustalany centralnie, zaś kontraktacja najczęściej odbywa się w formie przetargu w którym jednostki składają oferty. Rezerwa najczęściej skierowana jest do jednostek określonego typu lub posiadających wymagane parametry takie jak szybkość uruchomienia, czas zmiany mocy lub skierowane są dla jednostek nowych.

Płatność za moc – Polega na ustaleniu przez operatora ceny jaką otrzymają jednostki w zamian za utrzymanie przez nie dostępności mocy na zadeklarowanym poziomie lub w zależności od jej faktycznego poziomu. Płatność może mieć charakter stały, jaki i zmienny, zależy od określonych czynników. Płatność może obejmować cały rynek lub być skierowana do konkretnego rodzaju jednostek.

Aukcje mocy – Polegają na organizacji przez operatora aukcji na dane okresy dostaw i zakup na nich określonych wolumenów mocy, która będzie dostarczana przez jednostki, które

wygrały aukcje. Cały proces jest zcentralizowany, zaś cena mocy ustalana jest w drodze aukcji. Ta forma została wdrożona w Polsce.

Obowiązki mocowe – Polegają na zobowiązaniu sprzedawców energii lub większych odbiorców do wykazania w danym okresie certyfikatów potwierdzających zakup określonego wolumenu mocy od jej dostawców. Wolumen określany jest na podstawie np. mocy szczytowych odbiorców lub średnich, zaś dostawcy mocy otrzymują certyfikaty za spełnienie określonych parametrów w zakresie dostawy mocy. Dzięki połączeniu strony popytowej z podaźową dochodzi do transakcji, które finansują utrzymanie mocy. Taka forma działalności jest zdecentralizowana, zaś rola organu nadzorczego ogranicza się do weryfikacji realizacji obowiązków przez obie strony.

Opcje za niezawodność – Polegają na zakontraktowaniu z wytwórcami opcji w której utrzymują oni jednostki gotowe do pracy, za co otrzymują stałe wynagrodzenia, zaś w przypadku, gdy konieczne jest uruchomienie opcji mają gwarancję ceny otrzymanej za sprzedaż energii wytworzonej w trakcie wykonywania opcji. Z tego tytułu, jeśli cena rynkowa jest niższa niż zawarta w umowie, otrzymują wyrównanie do niej. W przypadku ceny wyższej, nie zwracają różnicy. Zakup takich opcji odbywa się centralnie i dotyczy ustalonego wolumenu mocy.

Opisane wyżej rodzaje mechanizmów mocowych zostały porównane według trzech kryteriów i przedstawione w Tabeli 1.

Tabela 1 - Porównanie różnego rodzaju mechanizmów mocowych na podstawie [24]

	Cena / Wolumen	Centralny / Zdecentralizowany	Rynkowy / Celowy
Rezerwa Strategiczna	Wolumen	Centralny	Celowy
Płatność za moc	Cena	Centralny	Rynkowy lub Cenowy
Aukcje mocy	Wolumen	Centralny	Rynkowy
Obowiązki mocowe	Wolumen	Zdecentralizowany	Rynkowy
Opcje za niezawodności	Wolumen	Centralny	Rynkowy

Niezależnie od wyboru rodzaju rynku mocy istotnym jest by wdrażane rozwiązanie odpowiadało na potrzeby rynku i dawało możliwość w oparciu o nie utrzymać istniejące jednostki oraz zbudować nowe. Ważne jest by w każdym przypadku wolumeny i ceny mocy były określone odpowiednio do zapotrzebowania na moc oraz możliwości jej dostawy, tak by nie została zachwiana równowaga pomiędzy przychodami dostawców, a kosztami ponoszonymi przez odbiorców, którzy finansują utrzymanie mocy.

1.3. Przegląd publikacji w zakresie rynku mocy

Na potrzeby opracowania niniejszej rozprawy został przeprowadzony przegląd publikacji polskich oraz zagranicznych dotyczących zagadnień związanych z funkcjonowaniem rynków mocy. Celem przeglądu było zebranie ważnych informacji, które mogłyby być pomocne w opracowaniu rozprawy, a także sprawdzenie czy dane zagadnienie zostało już wcześniej poruszane w dotychczasowych publikacjach.

W wyniku przeglądu nie znaleziono żadnych publikacji, których zakres pokrywałby się z określonym w rozdziale 2 celem pracy i dawałby możliwość porównania wyników otrzymywanych przez inną metodę. Mimo nieznaalezienia tego rodzaju publikacji należy podkreślić, że ewentualne porównywanie zastosowanych metod mogłoby być znacznie ograniczone ze względu na różne charaktery wdrażanych mechanizmów mocowych w różnych krajach, ponieważ ich szczegółowe zasady funkcjonowania mogą różnić się nawet mimo podobnych form określonych w rozdziale 1.2. Z tego też względu niemożliwym jest zastosowanie metod używanych na potrzeby udziału w rynku energii, którego specyfika znacznie różni się od rynku mocy. Częściowo zakres rozprawy pokrywa się z publikacją [26] w zakresie określenia strategii cenowej na aukcji oraz ryzyk związanych z uczestnictwem w rynku mocy, ale w publikacji tej zakres jest znacznie węższy i dotyczy analizy przeprowadzonej na podstawie projektu założeń funkcjonalnych wdrożenia rynku mocy i pewnym zakresie uległ dezaktualizacji ze względu na zmiany w finalnej wersji Ustawy o rynku mocy oraz Regulaminu Rynku Mocy. Drugą publikacją jest [17] gdzie określona została cena obowiązku mocowego jaka powinna zostać osiągnięta przez opisywaną jednostkę wytwórczą w celu osiągnięcia określonych warunków finansowych. W tym przypadku zakres jest znacznie węższy niż rozprawy z tego względu, że analiza ogranicza się do jednej technologii i charakteru pracy konkretnej jednostki.

Dokonany przegląd literatury zawierał publikacje zawierające opisy i analizy różnych aspektów funkcjonowania mechanizmów mocowych:

- analizy w zakresie zasadności wdrażania mechanizmów mocowych: [24], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [43];
- analizy rodzajów możliwych do wdrożenia rodzajów mechanizmów mocowych: [24], [26], [29], [31], [32], [34], [35], [37], [38], [39], [40], [43], [46];
- analizy w zakresie wymiarowania potrzeb wolumenowych wdrażanych mechanizmów [27], [31], [37], [42], [43], [45];
- analizy dotyczące wpływu mechanizmów mocowych na rozwój nowych mocy [27], [33], [37], [38], [42], [43], [44];
- analizy dotyczące wpływu na rynek energii [27], [28], [34], [37], [42];
- analizy potencjalnego sposobu uczestnictwa jednostek w mechanizmach mocowych lub optymalizację ich kosztu: [17], [26], [41], [43];
- analizy dotyczące wdrożonego w Polsce rynku mocy [27], [29], [35], [40], [42], [44], [46], [47], [49];
- analizy dotyczące mechanizmów wdrożony zagranicą: [24], [26], [29], [30], [31], [34], [36], [38], [39], [40], [49].

2. Cel i zakres pracy oraz tezy rozprawy

Celem pracy jest opracowanie metody określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy uwzględniającej zagadnienia związane z zarządzaniem ryzykiem, realizację określonego przez Dostawcę Mocy celu, a także opracowanie zestawu założeń i danych niezbędnych do przeprowadzenia analizy scenariuszy. Model decyzyjny opisany w rozprawie może stać się częścią modułu zarządzania rynkiem mocy w ramach wirtualnej elektrowni.

W części teoretycznej zebrane zostały informacje dotyczące regulacji prawnych określających zasady funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Opisane zostały procesy w których biorą udział jednostki wnioskujące o uczestnictwo w rynku mocy. W związku ze stworzeniem nowego rynku zostały wprowadzone nowe definicje opisujące uczestniczące w nim jednostki, odmienne od stosowanych dotychczas na rynku energii. Jako wprowadzenie do dalszej części pracy zostały szczegółowo scharakteryzowane aukcje rynku mocy, rynek wtórny oraz zasady wykonywania Obowiązków Mocowych.

W części praktycznej opisana została strategia składająca się z 3 grup strategii cząstkowych opisująca zasady określania optymalnego podejścia do realizacji procesów udziału w aukcjach, rynku wtórnym i wykonywania Obowiązku Mocowego. Dla każdej ze strategii opracowane zostały szanse i ryzyka związane z realizacją każdego z nich. Na potrzeby podjęcia optymalnych decyzji opisany został zbiór założeń i danych potrzebnych do opracowania analizy poszczególnych scenariuszy.

Zakres pracy obejmuje:

- Przegląd regulacji prawnych określających funkcjonowanie Rynku Mocy w Polsce.
- Opisanie procesu certyfikacji ogólnej i zasad definiowania Jednostek Fizycznych.
- Opisanie procesu certyfikacji do aukcji i zasad definiowania Jednostek Rynku Mocy.
- Przedstawienie zasad przebiegu aukcji mocy.
- Scharakteryzowanie zasad wykonywania Obowiązków Mocowych wraz z przykładami wzorów obliczeń dla różnych konfiguracji jednostek wytwórczych.
- Opisanie zasad kalkulacji wynagrodzenia i kar z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych.

- Określenie strategii udziału w rynku pierwotnym (długoterminowej) poprzez przedstawienie scenariuszy działań, założeń i danych wejściowych oraz opis zasad przeprowadzania analizy.
- Określenie strategii udziału w rynku wtórnym (średnioterminowej i krótkoterminowej) poprzez przedstawienie scenariuszy działań, założeń i danych wejściowych oraz opis zasad przeprowadzania analizy.
- Określenie strategii wykonywania Obowiązków poprzez przedstawienie scenariuszy działań, założeń i danych wejściowych oraz opis zasad przeprowadzania analizy.
- Podsumowanie i określenie wniosków pracy.

Tezy pracy zostały sformułowane w następujący sposób:

- Opracowana metoda określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy umożliwia wykorzystanie jej jako zbioru zasad dotyczących udziału w rynku mocy jednostek wytwórczych o różnych technologiach i charakterze pracy.
- Stosowanie opracowanej metody wymaga szczególnego podejścia do zagadnień związanych z zarządzaniem ryzykiem i realizację określonych przez Dostawcę Mocy celów, a także opracowanie zestawu założeń i danych niezbędnych do przeprowadzenia analizy scenariuszy i wyboru tego, który spełnia określone założenia.

3. Zasady funkcjonowania Rynku Mocy w Polsce

3.1. Regulacje prawne określające zasady funkcjonowania Rynku Mocy w Polsce

Wykaz dokumentów wpływających na funkcjonowanie Rynku Mocy

Podstawowymi dokumentami określającymi zasady funkcjonowania Rynku Mocy w Polsce są:

- Ustawa o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 roku. wraz z późniejszymi zmianami; [1]
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym; [2]
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023; [3]
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych; [4]
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021; [5]
- Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022; [6]
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie; [7]
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023; [8]
- Regulamin Rynku Mocy zatwierdzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Decyzją z dnia 30 marca 2018 r. (wraz ze zmianami z dni 4 września 2020 r., 30 grudnia 2020 r., 10 listopada 2021 r.); [9]
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 22/2018) przedstawiająca wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy. [10]

Dodatkowo jako uzupełnienie w interpretacji części zapisów powyższych aktów prawnych jest odnoszenie się do „Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzającej mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N) - Poland - Planned Polish capacity mechanism”. [11]

Ze względu na osadzenie Rynku Mocy w istniejących wcześniej regulacjach dotyczących energetyki, a w szczególności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego istotnymi dla funkcjonowania Rynku Mocy są również:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne; [12]
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(6)/2010/KS z dnia 23 lipca 2010 r. (z późn. zm.); [13]
- Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych Operatorów Sieci Dystrybucyjnych działających w Polsce.

Istotną rolę w funkcjonowaniu Rynku Mocy od 2025 roku ma Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [14], które ogranicza od 1 lipca 2025 roku możliwość funkcjonowania na rynku mocy jednostek wytwórczych przekraczających limit emisyjności CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych wynoszący 550 g na kWh energii elektrycznej lub przekraczających wolumen rocznej emisji CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych wynoszący 350 kg na kW zainstalowanej mocy elektrycznej. Rozporządzenie to nie wpływa na umowy mocowe zawarte przed 31 grudnia 2019 roku. Ze względu na rodzaj dokumentu (rozporządzenie, a nie dyrektywa) dokument ten obowiązuje bez konieczności implementowania go do prawa krajowego. [48].

Ze względu na zmienną w czasie treść poszczególnych regulacji, co do zasady treść rozprawy będzie odnosić się do formy aktualnej na dzień złożenia pracy, chyba, że w treści jednoznacznie odniesiono się do konkretnej wersji danego dokumentu.

3.2. Zasady definiowania Jednostek Fizycznych i Jednostek Rynku Mocy

3.2.1. Proces certyfikacji ogólnej

Wprowadzenie Ustawy o Rynku Mocy skutkuje nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne nowych obowiązków. Operator Systemu Przesyłowego przeprowadza proces certyfikacji ogólnej w którym współpracuje z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych. W

procesie certyfikacji ogólnej, na podstawie art. 11 [1], mają obowiązek wziąć udział właściciele istniejących jednostek wytwórczych, których moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW i zgłosić je w tym procesie. Dla pozostałych jednostek tj. o mocy mniejszej niż 2 MW, jednostek planowanych oraz jednostek zarządzania popytem udział w certyfikacji ogólnej jest dobrowolny. Proces certyfikacji ogólnej rozpoczyna się na początku każdego roku i właściciele istniejących jednostek wytwórczych których dotyczy obowiązek, muszą realizować go corocznie. Certyfikacja ogólna w roku n jest powiązana z dalszymi procesami jakim są certyfikacja do aukcji głównej dotyczącej roku dostaw n+5 oraz certyfikacja do aukcji dodatkowych na kwartały roku n+2. W ramach certyfikacji ogólnej właściciele jednostek deklarują chęć udziału w tych procesach, ale deklaracja ta nie niesie za sobą żadnych zobowiązań (brak obowiązku udziału w certyfikacji do aukcji), ale brak tej deklaracji ogranicza możliwość udziału jednostki w najbliższych aukcjach (ma możliwość udziału w certyfikacji, ale tylko w celu uzyskania certyfikatu uprawniającego do udziału w rynku wtórnym). W procesie certyfikacji ogólnej właściciele jednostek składają wnioski za pośrednictwem dedykowanego Portalu Użytkownika Rynku Mocy. Wnioski te dotyczą pojedynczych Jednostek Fizycznych, których zasady definiowania opisane są w kolejnym podrozdziale i zawierają dane dotyczące funkcji w systemie, technologii wytwarzania energii, rodzaju paliwa, punktów pomiarowych, 5-letniego planu pracy jednostek i ich niedyspozycyjności planowych, a w przypadku jednostek planowanych informacje dotyczące planowanej daty uruchomienia. Dodatkowo, wymaganie jakie musi spełniać jednostka planowana jest posiadanie warunków przyłączenia lub przynajmniej złożenie wniosku o przyłączenie do odpowiedniego operatora. Wniosek w certyfikacji ogólnej jest weryfikowany przez PSE we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, min. pod kątem poprawności przekazanych danych, a także potwierdzenia poprawności wykazania dla danej Jednostki Fizycznej kompletności układu zasilania tworzonego przez punkty pomiarowe wskazane we wniosku. PSE ma możliwość wezwać wnioskodawców do poprawy lub uzupełnienia wniosków. Po weryfikacji PSE wydaje Jednostce Fizycznej potwierdzenie wpisu do Rejestru Rynku Mocy lub przekazują odmowę wpisu z podaniem przyczyny. Wpis do Rejestru daje podstawę do dalszych działań w procesach Rynku Mocy. [9]

Proces certyfikacji ogólnej pełni funkcję swego rodzaju „spisu powszechnego” istniejących jednostek wytwórczych, ale również być źródłem danych dla PSE w zakresie planowanych jednostek oraz potencjalnym udziale istniejących i planowanych jednostek w aukcjach rynku mocy. Brak zobowiązań wynikająca z deklaracji w certyfikacji ogólnej, która

za to daje możliwość do dalszych prac np. nad nowymi projektami sprawiła, że liczba planowanych jednostek zgłaszanych w certyfikacji ogólnej jest znacznie zawyżona względem późniejszego udziału tych projektów w aukcjach.

3.2.2. Zasady definiowania Jednostek Fizycznych

Ustawa o rynku mocy wprowadza szereg nowych definicji niestosowanych dotychczas w regulacjach dotyczących elektroenergetyki. Jedną z najważniejszych definicji stworzonych na potrzeby Rynku Mocy jest pojęcie Jednostki Fizycznej oraz wyodrębnienie jej wielu rodzajów.

Na podstawie art. 2 ust. 1 pkt 5 [1] Jednostkę Fizyczną tworzy „wyodrębniony zespół urządzeń technicznych wraz z przyporządkowanymi im punktami pomiarowymi”.

Definicja ta jest bardzo szeroka i celowo na tym etapie nie ogranicza się do konkretnych technologii, ze względu na istnienie wielu sposobów określania Jednostek Fizycznych, tak by klasyfikacja ta nie była dyskryminująca dla żadnej z form dostarczania mocy do systemu, co było jednym z założeń przy tworzeniu Rynku Mocy.

Na potrzeby procesów Rynku Mocy w art. 2 ust. 1 [1] został wprowadzony następujący podział na rodzaje Jednostek Fizycznych po względem technologii:

- Jednostka Fizyczna Połączenia Międzysystemowego – określona jako „*element techniczny łączący system z systemem przesyłowym elektroenergetycznym innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, dostarczający moc do systemu*”;
- Jednostka Fizyczna Redukcji Zapotrzebowania – określona jako „*jednostka fizyczna dostarczająca moc do systemu przez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania: sterowanego odbioru lub niebędącej odrębną jednostką fizyczną wytwórczą jednostki wytwórczej lub magazynem energii elektrycznej, wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego*”;
- Jednostka Fizyczna Wytwórcza – określona jako „*jednostka fizyczna będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej*”.

Pod kątem lokalizacji Jednostek Fizycznych zostały wyszczególnione Jednostki Fizyczne Zagraniczne (pozostałe znajdują się w polskim systemie elektroenergetycznym lub łączą go z innym systemem):

- Jednostka Fizyczna Zagraniczna Wytwórcza – określona jako „jednostka fizyczna wytwórcza zlokalizowana w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem”;
- Jednostka Fizyczna Zagraniczna Redukcji Zapotrzebowania – określona jako „jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem”.

Dodatkowo wyróżnione zostały rodzaje Jednostek Fizycznych ze względu na ich status gotowości do pracy:

- Jednostka Fizyczna Wytwórcza Istniejąca – określona jako „jednostka fizyczna wytwórcza przyłączona do systemu i oddana do eksploatacji przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka”;
- Jednostka Fizyczna Wytwórcza Planowana – określona jako „inna, niż Jednostka Fizyczna Wytwórcza Istniejąca, dla której przyłączenie do systemu i oddanie do eksploatacji jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka”;
- Jednostka Redukcji Zapotrzebowania Planowana – określona jako „jedna lub więcej Jednostek Fizycznych Redukcji Zapotrzebowania, co do których nie są znane wszystkie dane wymagane dla rejestracji lub wydania certyfikatu w odniesieniu do Jednostki Fizycznej Redukcji Zapotrzebowania”. [1]

W dalszej części rozprawy analiza została ograniczona do Jednostek Fizycznych Wytwórczych oraz składających się z nich Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych.

Aktem regulacyjnym, który rozwija powyższe definicje, a także formułuje szczegółowe wytyczne w zakresie definiowania Jednostek Fizycznych jest Regulamin Rynku Mocy [9]. W rozdziale 6.2. [9] opisane są zasady pozwalające precyzyjnie określić kształt Jednostek Fizycznych uwzględniając przy tym szereg szczególnych konfiguracji tych jednostek.

W definicji Jednostki Fizycznej określonej przez Ustawę o Rynku Mocy, jej wyróżnikiem stały się przyporządkowane punkty pomiarowe. W dokumencie tym wskazana jest również definicja punktu pomiarowego rozumianego jako „miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru przepływającej energii elektrycznej, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej”.

Regulamin Rynku Mocy w pkt 6.2.1.2. definiuje punkt pomiarowy „*poprzez miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, o którym mowa w definicji punktu pomiarowego, rozumie się wyłącznie miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia ilości przepływającej energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń pomiędzy stronami umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej, dotyczących energii elektrycznej pobranej z sieci lub oddanej do sieci.*” [9]

Dodatkowo pkt 6.3.2.1. [9] wskazuje, że układ punktów pomiarowych Jednostki Fizycznej Wytwórczej musi być kompletny, co według definicji oznacza „*przyporządkowanie wszystkich punktów pomiarowych na styku jednostki fizycznej z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną nienależącą do właściciela tej jednostki lub z przyłączonymi odbiorcami.*”

Dodanie podkreślonych części daje możliwość użycia jako pomiaru tylko tych odczytów, które są używane w rozliczeniach pomiędzy stronami umów oraz na styku z siecią, której właścicielem nie jest właściciel jednostki, co eliminuje możliwość uznania za punkt pomiarowy w rozumieniu definicji stosowanych w procesach Rynku Mocy, tych punktów, które znajdują się pomiędzy dwiema jednostkami wytwórczymi lub odbioru energii elektrycznej przez właściciela jednostki wytwórczej na potrzeby np. produkcyjne. Ograniczenie to istotnie wpływa na kształt Jednostek Fizycznych Wytwórczych składających się z więcej niż jednej jednostki wytwórczej lub posiadającej przyłączonych do niej odbiorów własnych właściciela jednostki.

Pkt 6.2.2.5. - 6.2.2.7. [9] wskazują, że wykazanie kompletnego układu zasilania realizowane jest poprzez wskazanie:

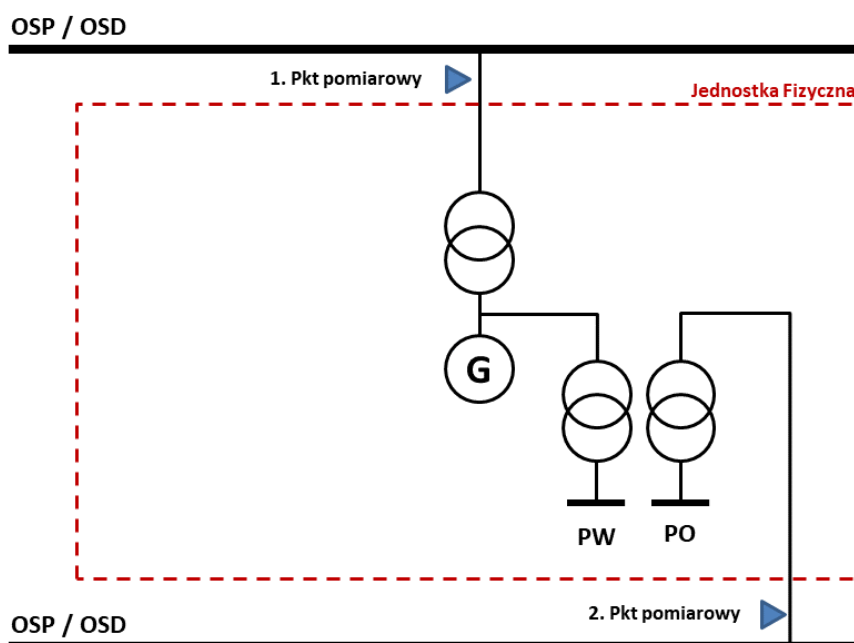
- (1) „*punktów pomiarowych w torach wyprowadzenia mocy,*
- (2) *punktów pomiarowych w układach zasilania potrzeb własnych i ogólnych danej jednostki wytwórczej,*
- (3) *punktów pomiarowych w układach zasilania urządzeń zużywających energię elektryczną na własny użytek,*
- (4) *punktów pomiarowych w układach zasilania bezpośrednio przyłączonych odbiorców.*”

W sytuacji, gdy punkty wskazane w podpunktach 2, 3 i 4 są wspólne dla więcej niż jednej jednostki wykazuje się je we wszystkich Jednostkach Fizycznych Wytwórczych, zaś wyróżnikiem odrębności każdej z tych jednostek jest posiadanie indywidualnego toru wyprowadzenia mocy. Jeśli zaś tory wyprowadzenia mocy są połączone dla wielu jednostek wytwórczych należy traktować je jako jedną Jednostkę Fizyczną Wytwórczą. Wprowadza to

sytuację, w której definicja Jednostki Fizycznej Wytwórczej nie pokrywa się z definicją jednostki wytwórczej o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [12] co jest istotnym faktem dla analiz niniejszej rozprawy.

3.2.3. Przykłady definiowania Jednostek Fizycznych

1. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.

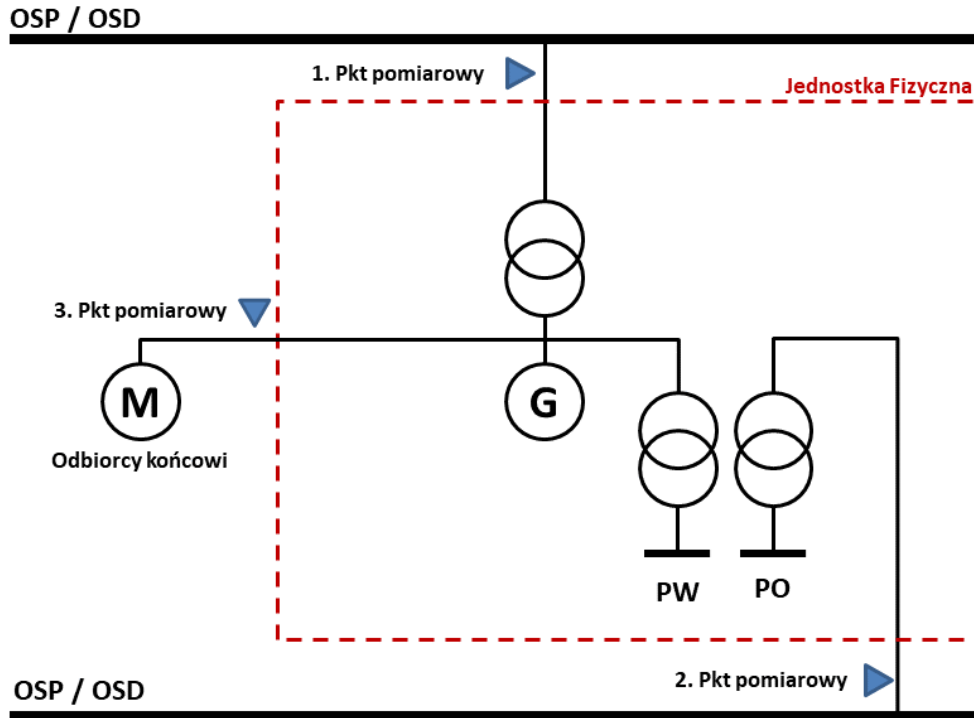


Rysunek 1 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy).

Granicę bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

2. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji, zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD oraz przyłączonego bezpośrednio odbiorcę końcowego.

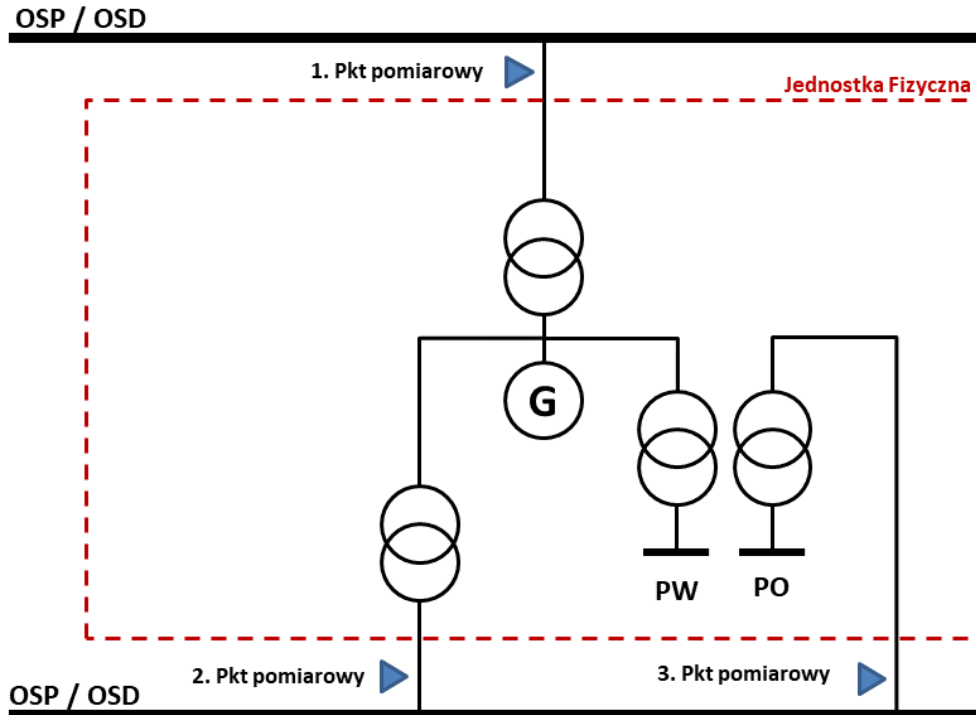


Rysunek 2 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji, zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy) oraz przyłączonego bezpośrednio (3. pkt pomiarowy) odbiorcę końcowego (M).

Granicę bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie bezpośrednio przyłączonego odbiorcy końcowego.

3. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 2 torami wyprowadzenia mocy do 2 osobnych OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD

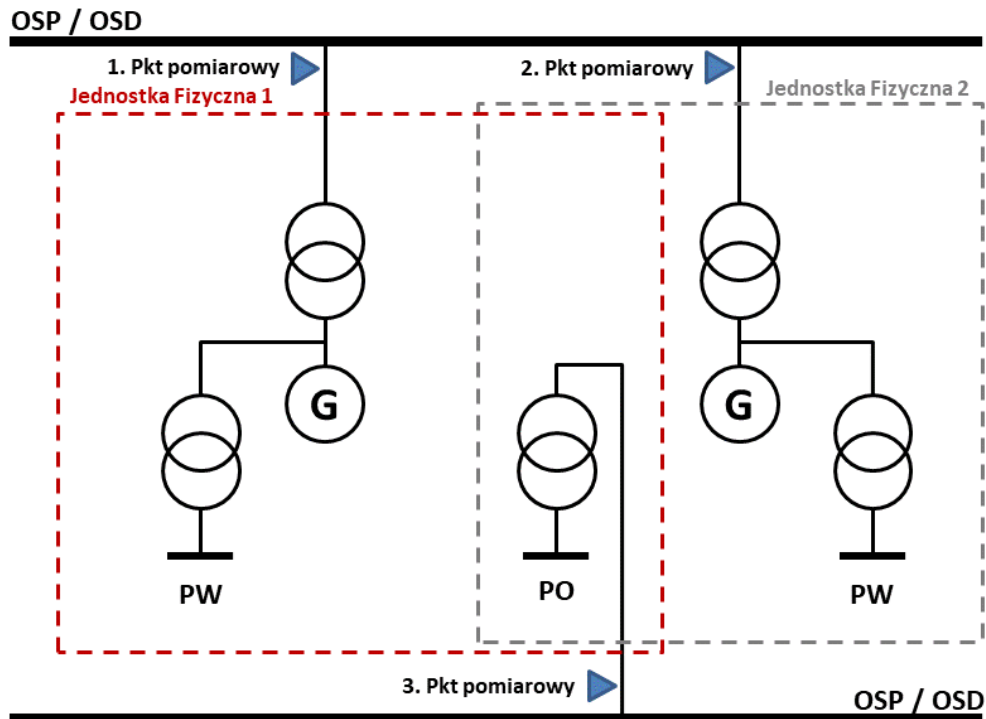


Rysunek 3 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 2 torami wyprowadzenia mocy do 2 osobnych OSP/OSD (1. i 2. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (3. pkt pomiarowy)

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do 1 OSP/OSD;
- 2. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do 2 OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

4. 2 jednostki wytwórcze posiadające 2 generatory z osobnymi 2 torami wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, obie jednostki posiadają osobne zasilanie potrzeb własnych z produkcji, ale posiadają wspólne zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.



Rysunek 4 - Schemat 2 Jednostek Fizycznych składających się z 2 generatorów (G) z osobnymi 2 torami wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. i 2. pkt pomiarowy), obie jednostki posiadają osobne zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji, ale posiadają wspólne zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (3. pkt pomiarowy).

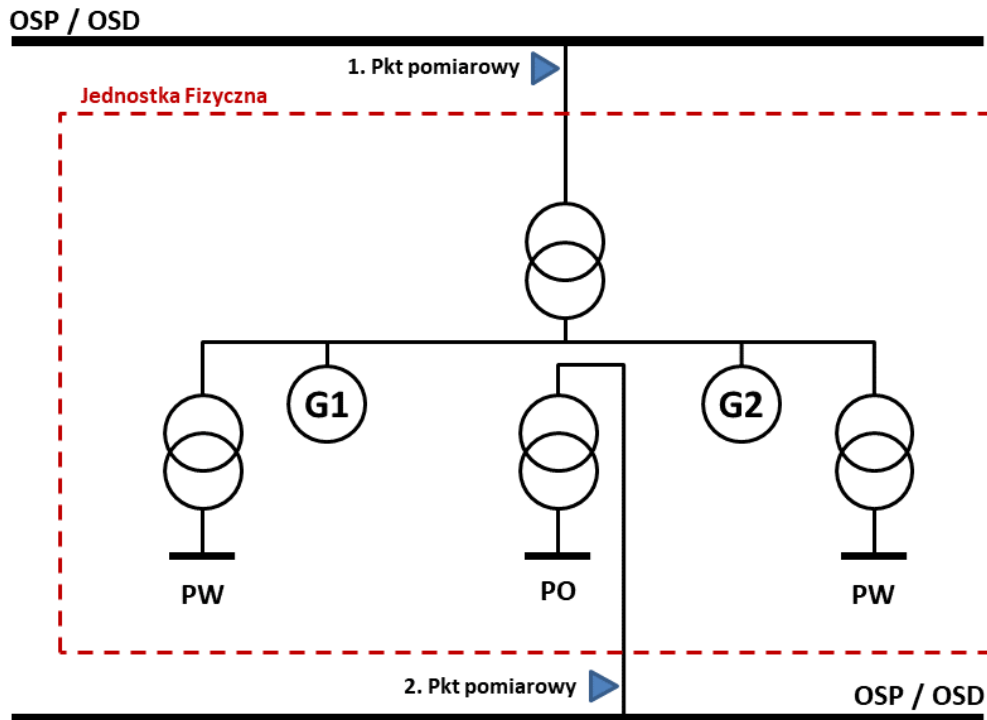
Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej 1 stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych wspólne z JF 2.

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej 2 stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 2. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych wspólne z JF 1.

5. 2 jednostki wytwórcze posiadające 2 generatory ze wspólnym torem wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSP, wspólnym zasilaniem potrzeb własnych połączonych oraz wspólnym zasilaniem potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.



Rysunek 5 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z 2 jednostek wytwórczych posiadających 2 generatory (G1 i G2) ze wspólnym torem wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSP (1. pkt pomiarowy), wspólnym zasilaniem potrzeb własnych (PW) oraz wspólnym zasilaniem potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy).

Granicę bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

3.2.4. Proces certyfikacji do aukcji

Przeprowadzenie aukcji mocy poprzedzone jest procesem certyfikacji, który ma na celu zebranie zgłoszeń jednostek do aukcji oraz weryfikację spełnienia przez nie określonych wymagań. Udział w certyfikacji do aukcji jest dobrowolny. Celem złożenia wniosku w certyfikacji do aukcji jest zarówno dopuszczenie do aukcji której dotyczy certyfikacja, ale również dopuszczenie do rynku wtórnego na okres dostaw, którego dotyczy aukcja. W aukcji mogą brać udział tylko Jednostki Fizyczne, które zadeklarowały to wstępnie na etapie certyfikacji ogólnej. Uzyskanie certyfikatu uprawniającego do udziału w aukcji uprawnia również do udziału w rynku wtórnym w przypadku niezyskania Obowiązku Mocowego w trakcie aukcji. Proces certyfikacji dla aukcji głównych i dodatkowych jest oddzielny dla każdej z nich, ale zakres wniosku oraz przebieg procesu są takie same. W danym roku n odbywa się proces certyfikacji do aukcji głównych na rok $n+5$ (aukcja główna odbywa się w grudniu roku n) oraz certyfikacji do aukcji dodatkowych na kwartały roku $n+2$ (aukcje dodatkowe odbywają się w marcu roku $n+1$).

O ile proces certyfikacji ogólnej ze względu na swój charakter ma na celu zebranie danych o jednostkach znajdujących się w systemie oraz wpisania ich do rejestru po weryfikacji konfiguracji punktów pomiarowych, to zakres wniosku w certyfikacji do aukcji jest znacznie szerszy i podlega dokładniejszej weryfikacji. Zakres wniosku o certyfikację do aukcji ma na celu weryfikację zdolności jednostki do dostarczania w przyszłości mocy do systemu poprzez wypełnianie Obowiązków Mocowych w sposób bezpieczny przy spełnieniu norm środowiskowych i technicznych. Zakres danych we wniosku szczegółowo określa Regulamin Rynku Mocy i jest zależny od klasyfikacji Jednostki Rynku Mocy, według zasad opisanych w kolejnym podrozdziale.

Wniosek o certyfikację do aukcji dla wszystkich Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych zawiera:

- wolumen Obowiązku Mocowego oferowanego w ramach aukcji – jeśli celem certyfikacji jest udział w aukcji;
- potwierdzenie o spełnieniu wymagań technicznych przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w punktach pomiarowych;
- koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej lub jej promesę;
- moc osiągalną netto jednostki w okresie dostaw;

- informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy w okresie dostaw przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, w tym informacje o zastosowanej technologii i sposobie zapewnienia dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku mocowego;
- parametry techniczno-ekonomiczne:
 - szybkość zmian wielkości produkcji energii elektrycznej;
 - sprawność wytwarzania energii elektrycznej:
 - średnioroczną;
 - w warunkach normalnych;
 - przy minimum technicznym;
 - minimum techniczne przy którym jednostka może pracować przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki;
 - jednostkowe wskaźniki emisji substancji: tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłów;
 - jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla;
 - informacje o kosztach operacyjnych oraz kapitałowych jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy, w tym:
 - jednostkowe koszty zmienne;
 - koszty stałe operacyjne;
 - wartość bieżąca (netto) środków trwałych składających się na jednostkę fizyczną;
- informację o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki fizycznej wynikających z odrębnych przepisów, np. z regulacji środowiskowych;
- oświadczenie, że w stosunku do żadnej jednostki fizycznej, która będzie wchodziła w skład tworzonej jednostki rynku mocy nie zachodzą lub nie będą zachodziły przesłanki wymienione w art. 16 ust. 2 Ustawy o Rynku Mocy;
- oświadczenie o wyrażeniu zgody na pozyskiwanie przez OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych;
- oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji przez jednostkę rynku mocy w roku dostaw;
- oświadczenie o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r. przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących

jednostkę rynku mocy albo o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przez co najmniej jedną jednostkę wytwórczą wchodzącą w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w tej dacie albo później;

- dokument zawierający dane niezbędne do weryfikacji przez OSP informacji, o spełnieniu limitu emisji;
- dokumenty dotyczące weryfikacji sytuacji finansowej przedsiębiorstwa, wraz ze sprawozdaniami finansowymi za 3 ostatnie lata oraz informacjami dotyczącymi pomocy publicznej. [9]

Dodatkowo dla Nowych Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych wnioski zawiera:

- planowane lub poniesione nakłady finansowe na układy i instalacje związane funkcjonalnie i technologicznie z wytwarzaniem lub magazynowaniem energii elektrycznej oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- niezależną ekspertyzę potwierdzającą nakłady finansowe oraz spełnienie norm środowiskowych i limitów emisji;
- kopie dokumentów:
 - umowy o przyłączenie do sieci albo warunków przyłączenia, jeżeli umowa nie została zawarta;
 - prawomocnego pozwolenia na budowę;
 - prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia;
- informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania inwestycji;
- harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- informację o okresie trwania Obowiązku Mocowego. [9]

Dodatkowo dla Modernizowanych Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych wnioski zawiera:

- planowane lub poniesione nakłady finansowe na układy i instalacje związane funkcjonalnie i technologicznie z wytwarzaniem lub magazynowaniem energii elektrycznej oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami;
- niezależną ekspertyzę potwierdzającą nakłady finansowe oraz spełnienie norm środowiskowych i limitów emisji;
- informacje o oferowanym Obowiązku Mocowym oraz danych technicznych w przypadku rezygnacji w toku aukcji z modernizacji;
- informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania inwestycji;

- harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji;
- informację o okresie trwania Obowiązku Mocowego. [9]

Wszystkie te dane są dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych podstawą do weryfikacji zgłaszanej Jednostki Rynku Mocy pod kątem możliwości przyjęcia przez nią Obowiązku Mocowego w danym roku i w danej wielkości. W przypadku niespełnienia przez jednostkę wymagań PSE odmawia wydania certyfikatu umożliwiającego udział w aukcji lub rynku wtórnym. W przypadku jednostek nowych wydawany jest certyfikat warunkowy, który wymaga by Dostawca Mocy przed aukcją wniósł zabezpieczenie finansowe jako gwarancja tego, że nowa jednostka powstanie i będzie w przyszłości wykonywać Obowiązek Mocowy. Wysokość oraz formę zabezpieczenia ustala Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych. Zabezpieczenie wynosi 43 PLN/kW [4] oferowanego Obowiązku Mocowego i może mieć formę gotówkową, gwarancji bankowych lub poręczenia, dodatkowo w przypadku, gdy Dostawca Mocy posiada odpowiedni rating finansowy istnieje możliwość zwolnienia go z wnoszenia zabezpieczenia. Zabezpieczenie jest zwracane po osiągnięciu Operacyjnego Kamienia Milowego przez jednostkę lub jest zatrzymywane w przypadku rozwiązania umowy mocowej np. z powodu opóźnienia uruchomienia lub niedopełnienia obowiązków wynikających z Finansowego Kamienia Milowego, Operacyjnego Kamienia Milowego lub monitorowania stanu zaawansowania inwestycji. Finansowy Kamień Milowy polega na wykazaniu w okresie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji poniesienia nakładów inwestycyjnych w wysokości co najmniej 10% wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz zawarcia umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów inwestycyjnych. Monitorowanie stanu zaawansowania inwestycji rozpoczyna się po osiągnięciu Finansowego Kamienia Milowego i polega na półrocznym raportowaniu postępów oraz poniesionych nakładów. Operacyjny Kamień Milowy polega na wykazaniu zrealizowania inwestycji, poniesieniu nakładów na wymaganym poziomie oraz dostarczeniu do sieci 95% mocy posiadanego Obowiązku Mocowego. [1] [9]

3.2.5. Zasady definiowania i klasyfikacji Jednostek Rynku Mocy

Fundamentalną definicją dla funkcjonowania Rynku Mocy jest wspomniane wyżej pojęcie Jednostki Rynku Mocy (dalej JRM). Na podstawie art. 2 ust. 1 pkt 12-14 [1] Jednostką Rynku Mocy można określić jako „*Jednostkę Fizyczną lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy.*” Jednostka Fizyczna może wchodzić w skład tylko jednej Jednostki Rynku Mocy na dany rok kalendarzowy. W zakresie tworzenia Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych z Jednostek Fizycznych Wytwórczych istnieją ograniczenia określone w [1]:

- „*JRM Wytwórcza złożona z pojedynczej Jednostki Fizycznej Wytwórczej musi mieć moc osiągalną netto nie mniejszą niż 2 MW*”;
- „*JRM Wytwórcza złożona z grupy Jednostek Fizycznych Wytwórczych musi mieć moc osiągalną netto nie mniejszą niż 2 MW, lecz nie większą niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej Jednostki Fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW.*” [1]

Ograniczenia te zapobiegają zbyt dużemu rozdrobnieniu Jednostek Rynku Mocy i jednocześnie dają możliwość uczestnictwa w Rynku Mocy małym jednostkom dzięki agregacji bez której przyjęcie Obowiązku Mocowego przez nie mogłoby wiązać się z dużym ryzykiem. Jednostki Fizyczne o mocy 2-10 MW mają możliwość wyboru sposobu uczestnictwa: samodzielnie lub grupowo.

Jednostki Rynku Mocy Wytwórcze mogą zostać sklasyfikowane w aukcji głównej jako:

- Istniejąca Jednostka Rynku Mocy Wytwórcza – kwalifikowane są JRM składające się z Istniejących Jednostek Fizycznych Wytwórczych;
- Nowe Jednostki Rynku Mocy Wytwórcza – kwalifikowane są wyłącznie JRM składającą się z jednej Planowanej Jednostki Fizycznej Wytwórczej;
- Modernizowane Jednostki Rynku Mocy Wytwórcza – kwalifikowane są JRM składające się z Istniejących Jednostek Fizycznych Wytwórczych, które w toku certyfikacji wykazały możliwość przeprowadzenia modernizacji, której koszt przekracza określony poziom jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

W trakcie aukcji dodatkowych wszystkie Jednostki Rynku Mocy Wytwórcze klasyfikowane są jako Istniejące Jednostki Rynku Mocy.

W trakcie aukcji JRM mogą posiadać 2 statusy:

- Cenotwórca – ma możliwość opuszczenia aukcji w każdym momencie jej trwania;
- Cenobiorca – ma możliwość opuszczenia aukcji dopiero poniżej ceny maksymalnej cenobiorcy.

Jako Cenotwórca w aukcji głównej klasyfikowane są:

- Nowe Jednostki Rynku Mocy Wytwórcze,
- Modernizowane Jednostki Rynku Mocy Wytwórcze,
- Jednostki Redukcji Zapotrzebowania,
- Jednostki Rynku Mocy składające się z Jednostek Fizycznych Zagranicznych,
- Jednostki Rynku Mocy składających się z Jednostki Fizycznych połączenia międzysystemowego.

Jako Cenotwórca w aukcji dodatkowej klasyfikowane są:

- Jednostki Redukcji Zapotrzebowania,
- Jednostki Rynku Mocy składające się z Jednostek Fizycznych Zagranicznych,
- Jednostki Rynku Mocy składających się z Jednostki Fizycznych połączenia międzysystemowego.

Pozostałe JRM w aukcjach głównych i dodatkowych posiadają status Cenobiorcy.

Nowe JRM Wytwórcze mają możliwość zawarcia umów mocowych na okres dłuższy niż 1 rok dostaw po spełnieniu następujących wymagań:

- do 15 lat – gdy jednostkowy wskaźnik nakładów inwestycyjnych na moc osiągalną netto jest wyższy poziom określony na podstawie art. 32 ust. 1 pkt. 4 lit. a Ustawy o Rynku Mocy w Rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji głównej dla danego roku dostaw;
- do 5 lat – gdy jednostkowy wskaźnik nakładów inwestycyjnych na moc osiągalną netto jest wyższy poziom określony na podstawie art. 32 ust. 1 pkt. 4 lit. b Ustawy o Rynku Mocy w Rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji głównej dla danego roku dostaw.

Poziomy te różniły się w dotychczasowych aukcjach głównych i wynosiły:

- dla 15 lat:
 - 3 mln PLN / MW – dla lat 2021-2023; [3]
 - 2,4 mln PLN / MW – dla lat 2024-2026. [5],[6],[8]
- dla 5 lat:
 - 0,5 mln PLN / MW – dla lat 2021-2023; [3]
 - 0,4 mln PLN / MW – dla lat 2024-2026. [5],[6],[8]

Modernizowane JRM Wytwórcze mają możliwość zawarcia umów mocowych na okres do 5 lat, gdy jednostkowy wskaźnik nakładów inwestycyjnych na moc osiągalną netto jest wyższy poziom określony na podstawie art. 32 ust. 1 pkt. 4 lit. b Ustawy o Rynku Mocy w Rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji głównej dla danego roku dostaw.

Nakłady inwestycyjne niezbędne do spełnienia ww. wskaźników dotyczą okresu od początku roku w którym odbywa się aukcja główna do końca roku poprzedzającego rok dostaw, którego dotyczy aukcja. W aukcji na 2021 rok istniało odstępstwo od tej reguły, tj. istniała możliwość uwzględnienia nakładów inwestycyjnych od początku roku 2014, co miało na celu umożliwienie uzyskania umów wieloletnich przez trwające inwestycje w nowe bloki energetyczne.

W przypadku Nowej JRM Wytwórczej oraz Modernizowanej JRM Wytwórczej istnieje możliwość przedłużenia powyższych okresów o dodatkowe 2 lata (tzw. „green bonus”) w przypadku spełnienia warunków opisanych w art. 25 ust. 5 Ustawy o Rynku Mocy.

Wspomnianymi wyżej warunkami są:

- *„spełnienie jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej brutto albo w przypadku jednostek kogeneracji łącznie energii elektrycznej brutto i ciepła brutto”;*
- *„dodatkowo w przypadku jednostek kogeneracji – co najmniej połowa wytworzonego ciepła w tej jednostce dostarczana jest do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda”[1].*

W wyniku sumowania tych przywilejów Nowe JRM Wytwórcze mogą zawierać umowy mocowe nawet na 17 lat, zaś Modernizowane JRM Wytwórcze do 7 lat. Warto podkreślić, że są to wartości maksymalne, a nie obligatoryjne maksymalne długości umów mocowych i

Dostawca Mocy ma prawo wybrać w trakcie składania wniosku inną niż maksymalna długość umowy.

Jednostki Rynku Mocy Wytwórcze posiadają ograniczenie w zakresie wolumenu Obowiązku Mocowego jaki mogą przyjąć w trakcie trwania aukcji na dany rok dostaw. Ograniczeniem tym jest Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności (dalej KWD). Maksymalny Obowiązek Mocowy JRM możliwy do przyjęcia w aukcji na dany rok dostaw nie może być wyższy niż iloczyn najmniejszy KWD dla technologii wytwarzania energii Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM oraz sumy mocy osiągalnych netto Jednostek Fizycznych składających się na daną JRM. KWD wyznacza się corocznie na podstawie danych historycznych za okres ostatnich 5 lat dotyczących typowych dla danych grup technologii charakterystyk dostarczania mocy oraz awaryjności i ubytków mocy osiągalnej netto. Wartości KWD dla poszczególnych grup technologii wyznacza się w przedziale od 0 do 1.

Wartości KWD określone na poszczególne lata dostaw 2021-2026 znajdują się w Tabeli 2.

Tabela 2 - Wartości Korekcyjnych Współczynników Dyspozycyjności dla poszczególnych technologii w latach dostaw 2021-2026 na podstawie [3], [5], [6], [8].

Technologia	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Turbiny parowe, układy turbin parowych, turbiny powietrzne, ogniwa paliwowe oraz organiczny cykl Rankine'a	91,54%	91,54%	91,54%	91,76%	92,58%	92,86%
Układ gazowo-parowy	91,80%	91,80%	91,80%	94,82%	93,94%	93,40%
Turbina gazowa pracująca w cyklu prostym oraz silnik tłokowy	93,21%	93,21%	93,21%	93,48%	93,40%	93,28%
Turbina wiatrowa pracująca na lądzie	10,94%	10,94%	10,94%	12,04%	13,93%	13,94%
Elektrownia wodna przepływowa	44,39%	44,39%	44,39%	45,97%	46,81%	45,14%
Elektrownia wodna zbiornikowo-przepływowa, zbiornikowa z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowa z członem pompowym	97,61%	97,61%	97,61%	99,29%	99,37%	99,31%
Elektrownia słoneczna	2,07%	2,07%	2,07%	1,74%	2,27%	2,34%
Magazyn energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów	96,11%	96,11%	96,11%	96,11%	96,11%	96,11%
Pozostałe rodzaje technologii	87,76%	87,76%	87,76%	89,30%	90,78%	87,25%
Turbina wiatrowa morska	BRAK	BRAK	BRAK	18,42%	20,34%	19,84%
Blok jądrowy	BRAK	BRAK	BRAK	BRAK	BRAK	97,09%

W ramach Aukcji Dodatkowych istnieje ograniczenie dla JRM posiadających Obowiązek Mocowy pozyskany w ramach Aukcji Głównych. Według art. 15 ust. 5 [1] w Aukcjach Dodatkowych mogą wziąć udział JRM posiadające OM z Aukcji Głównych tylko w przypadku,

gdy jednostki wytwórcze wchodzące w ich skład wytwarzają rocznie więcej niż 30% energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Ograniczenie to blokuje możliwość lepszego dopasowania oferowanego wolumenu dla jednostek innych niż kogeneracyjne, które ze względu na roczne zmiany poziomu produkcji ciepła mają zmienny poziom produkcji energii elektrycznej.

3.2.6. Aukcje Rynku Mocy – zasady przeprowadzania

Daty Aukcji Rynku Mocy ogłasza PSE do 1 marca każdego roku. Aukcje Główne odbywają się pomiędzy 1, a 22 grudnia bieżącego roku, zaś Aukcje Dodatkowe odbywają się w pierwszym kwartale roku następnego (jest to rok poprzedzający rok dostaw dla tych aukcji). Aukcje Główne w danym roku n dotyczą roku $n+5$. Wyjątkiem były pierwsze 3 Aukcje Główne, które odbyły się w 2018 roku i dotyczyły lat $n+3$ (2021) i $n+4$ (2022) oraz przeprowadzonej w normalnym terminie aukcji na rok 2023. Zgodnie z Ustawą o Rynku Mocy ostatnią zaplanowaną aukcją główną jest aukcja na 2030 rok, która odbędzie się w 2025 roku. Dalsze losy Rynku Mocy zależą min. od opracowanych przez Radę Ministrów, nie później niż w 2024 r., analizom bilansowym krajowego systemu elektroenergetycznego i ocenie stopnia rozwoju rynku energii, ocenie funkcjonowania rynku mocy, które zostaną przedstawione Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej wraz z informacją o skutkach obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia go.

Podstawą do przeprowadzenia każdej Aukcji Rynku Mocy są parametry określone w Rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji. Tymi parametrami są:

- PZM – prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy, wyrażone w MW;
- CeWe – cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczeniu usług systemowych, wyrażona w zł/kW/rok;
- A – współczynnik zwiększający cenę CeWe służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji;
- X – parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania PZM dla której cena $A \times CeWe$ osiąga wartość maksymalną, wyrażony w %;

- Y – parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie PZM dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc tj. 0,12 zł/kW/rok, wyrażony w %;
- CeCe – cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona w oparciu o typowe kapitałowe i operacyjne koszty stałe, wyrażona w zł/kW/rok;
- maksymalna liczba rund aukcji;
- maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref zagranicznych, wyrażone w MW;
- minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna, wyrażone w MW;
- KWD - Korekcyjne Współczynniki Dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii wytwarzania energii elektrycznej;
- jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych odniesiony do mocy osiągalnej netto, warunkujący kwalifikację jednostki rynku mocy jako nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw w aukcji głównej, wyrażony w zł/kW;
- jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, warunkujący kwalifikację jednostki rynku mocy jako nowej jednostki rynku mocy wytwórczej albo modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej, wyrażony w zł/kW.

Aukcje Rynku Mocy mają charakterystyczną formę tzw. aukcji holenderskich. Których formę można w krótki sposób określać jako aukcje w których w miarę upływu czasu zmniejsza się cena, a w jej trakcie uczestnicy opuszczają aukcję składając oferty wyjścia. Aukcja kończy się, gdy cena oraz liczba uczestników pozostałych w aukcji spadną poniżej określonych wartości. W przypadku aukcji rynku mocy wartości te zostały opisane poprzez parametry aukcji i mają formę linii popytu możliwej do nakreślenia w układzie współrzędnych w którym oś rzędnych stanowi cena, zaś oś odciętych moc.

Nie później niż 14 dni kalendarzowych przed aukcją mocy PSE publikuje na swojej stronie internetowej szczegółowy harmonogram aukcji mocy, obejmujący:

- godzinę rozpoczęcia aukcji mocy;
- godzinę rozpoczęcia i zakończenia każdej rundy aukcji mocy;
- ceny wywoławcze poszczególnych rund aukcji mocy;
- w przypadku aukcji głównej: zaokrągloną do 1000 MW łączną wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy;
- w przypadku aukcji dodatkowych: zaokrąglone do 500 MW łączne wielkości obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy na poszczególne kwartały roku dostaw.

W aukcjach mocy biorą udział wszystkie JRM, które uzyskały certyfikat do tego uprawniający. Aukcje podzielone są na rundy, które w równych częściach dzielą zakres pomiędzy maksymalną, a minimalną ceną aukcji. W trakcie rundy Dostawca Mocy może złożyć ofertę wyjścia określającą minimalną cenę za jaką chce przyjąć Obowiązek Mocowy w ramach aukcji oraz dodatkowo:

- w przypadku Nowej JRM, Modernizowanej JRM lub JRM redukcji zapotrzebowania, w odniesieniu do której dostawca mocy oferuje obowiązek mocowy na więcej niż jeden okres dostaw – oświadczenie o cenie minimalnej wieloletniego obowiązku mocowego;
- w przypadku Modernizowanej JRM Wytwórczej – oświadczenie o rezygnacji z modernizacji wraz ze wskazaniem ceny minimalnej modernizacji.

Po złożeniu ww. dodatkowych oświadczeń (nie będącymi ofertami wyjścia) JRM pozostają w aukcji, ale oferują już OM dotyczący tylko jednego roku dostaw lub OM jak dla JRM bez modernizacji (jeden rok dostaw, możliwy mniejszy wolumen oraz utrata statusu cenotwórcy). W trakcie jednej rundy istnieje możliwość złożenia wszystkich dostępnych ofert jednocześnie przy różnych cenach z zachowaniem zasady by cena wyjścia była niższa niż rezygnacja z modernizacji, zaś ta niższa od rezygnacji z wieloletniego Obowiązku Mocowego. Złożenie oświadczenia o rezygnacji z modernizacji jest de facto rezygnacją z wieloletniej umowy mocowej.

Brak złożenia przez Dostawcę Mocy, w danej rundzie aukcji mocy, oferty wyjścia traktowane jest jako akceptacja przez niego ceny wywoławczej kolejnej rundy albo w przypadku ostatniej rundy ceny minimalnej aukcji.

Przy składaniu ofert wyjścia obowiązują ograniczenia dotyczące cenobiorców, którzy mogą złożyć ofertę wyjścia dopiero poniżej CeCe – ceny maksymalnej określonej dla cenobiorców. W związku z tym złożenie wniosku o certyfikat dopuszczający do aukcji dla cenobiorcy oznacza de facto akceptację przyjęcia Obowiązku Mocowego w cenie nie niższej niż cena maksymalna cenobiorcy.

Podział na rundy sprawia, że oferenci posiadają wyznaczony czas na złożenie ofert, po czym następuje przerwa w której PSE weryfikuje złożone oferty i określa czy aukcja się zakończyła czy potrzebna jest kolejna runda. W przypadku braku zakończenia aukcji PSE aktualizuje informację dotyczącą zaokrąglonej łącznej wielkości obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy pozostających w aukcji.

Zakończenie aukcji mocy następuje w przypadku, gdy dobiegnie końca ostanía runda lub pozostała w aukcji wielkość oferowanych Obowiązków Mocowych jest nie większa od zapotrzebowania wynikającego z krzywej zapotrzebowania na moc dla ceny wywoławczej kolejnej rundy. Po zakończeniu aukcji oferty złożone w ostatniej rundzie sortowane są od najmniejszej do największej ceny tworząc niemalejącą krzywą podaży. W przypadku, gdy oferty posiadają takie same ceny, o pierwszeństwie decyduje niższy jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla, a następnie kolejność złożonych ofert w trakcie tej rundy.

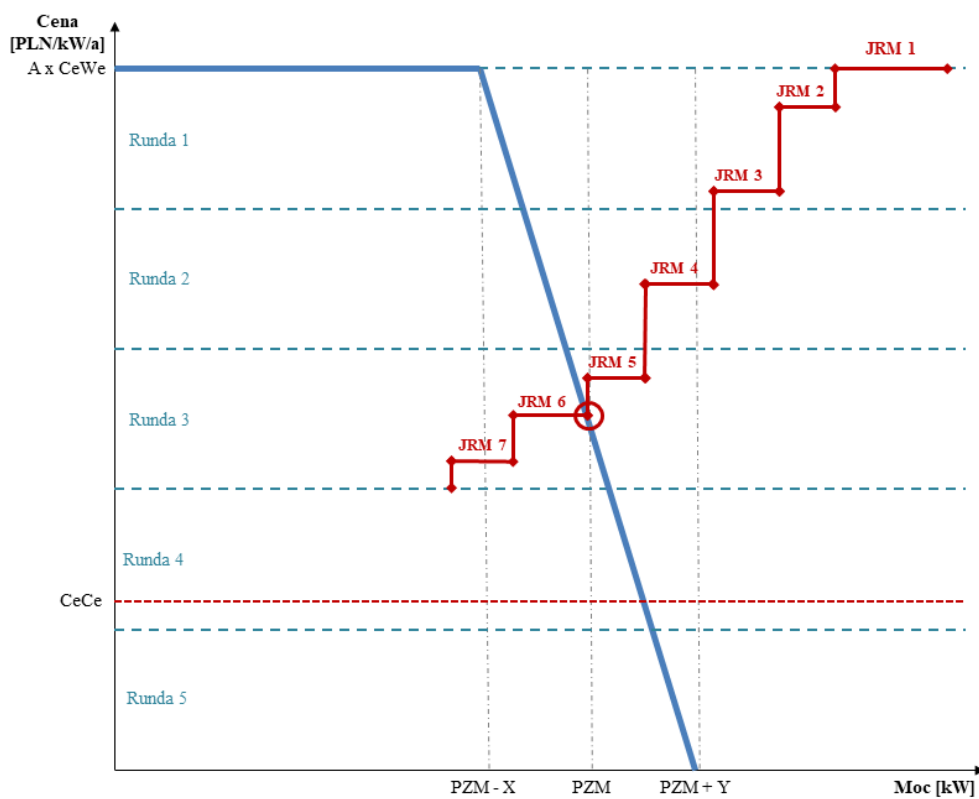
Do wyznaczenia wyników aukcji, czyli określenia ceny zamknięcia aukcji oraz opracowania listy JRM, które uzyskały umowy mocowe stosuje się algorytm kosztów i korzyści mający na celu optymalizację zakontraktowania poprzez ocenę możliwości przyjęcia ofert znajdujących się nad lub pod krzywą zapotrzebowania.

Algorytmu kosztów i korzyści wg. pkt 9.2.3.8. [9] nie stosuje się w przypadku kiedy:

„1) suma obowiązków mocowych wynikających z ofert znajdujących się poniżej krzywej zapotrzebowania na moc, w tym oferty przecinającej krzywą zapotrzebowania na moc, jest równa zapotrzebowaniu wynikającemu z krzywej zapotrzebowania na moc – w takim przypadku ceną zamknięcia aukcji jest cena oferty przecinającej krzywą zapotrzebowania na moc, a umowy mocowe zawiera się w odniesieniu do ofert znajdujących się poniżej krzywej zapotrzebowania na moc, w tym również w odniesieniu do oferty wyznaczającej cenę zamknięcia aukcji, albo

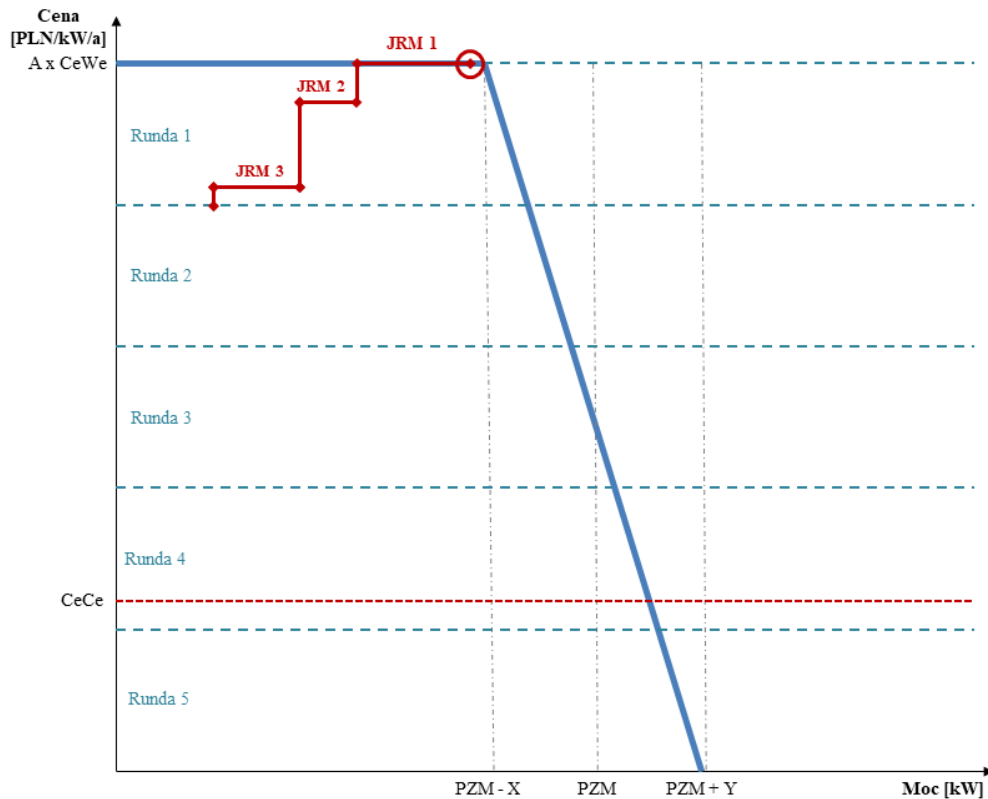
2) co najmniej jedna oferta leży w całości na krzywej zapotrzebowania na moc oraz jednocześnie nie ma oferty leżącej w części na krzywej zapotrzebowania na moc – w takim przypadku ceną zamknięcia aukcji jest cena maksymalna obowiązująca w aukcji, a umowy mocowe zawiera się w odniesieniu do ofert znajdujących się poniżej krzywej zapotrzebowania na moc oraz do wszystkich ofert leżących w całości na krzywej zapotrzebowania na moc.”

W pierwszym podpunkcie jest to przypadek w którym jedna z ofert idealnie trafiła w krzywą zapotrzebowania przez co uznaje się, że jest to stan optymalny pod kątem kosztów i korzyści wynikających z pozyskanych umów mocowych.



Rysunek 7 - Przykładowy schemat przebiegu aukcji mocy w przypadku, gdy jedna z ofert trafia idealnie na krzywą zapotrzebowania na odcinku pochyłym

W drugim podpunkcie jest to przypadek w którym wolumen oferowanych obowiązków mocowych jest mniejszy niż $PZM * (1 - X)$ i składane są oferty wyjścia z ceną maksymalną aukcji. W takim przypadku przyjmowane są wszystkie oferty złożone na aukcję tj. mimo złożenia przez pewne JRM ofert wyjścia z ceną maksymalną otrzymują one umowy z maksymalną ceną. Podobnie jak w podpunkcie pierwszym algorytmu nie stosuje się ponieważ oferta trafia idealnie na krzywą zapotrzebowania.

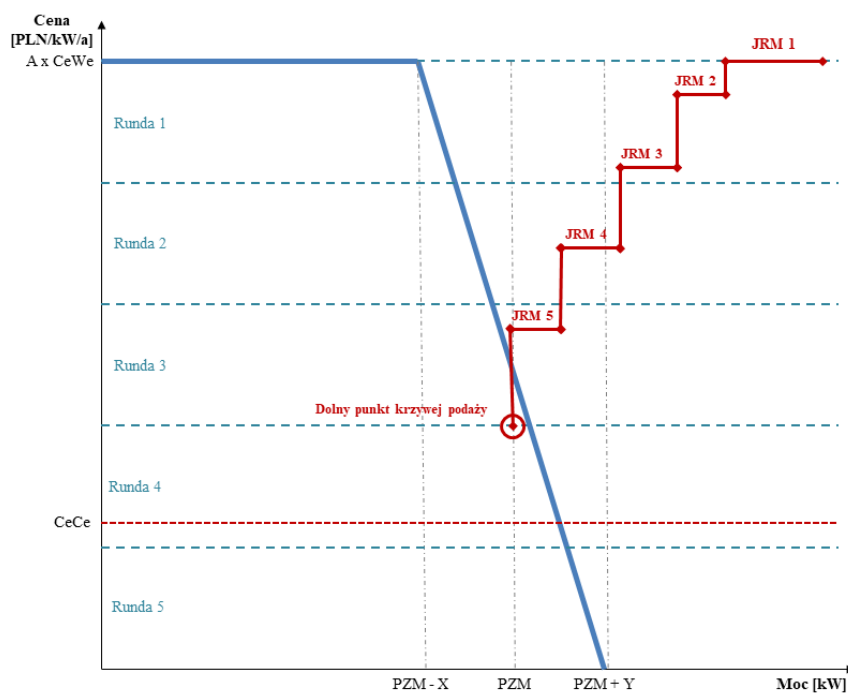


Rysunek 8 - Przykładowy schemat przebiegu aukcji mocy w przypadku, gdy jedna z ofert trafia idealnie na krzywą zapotrzebowania na odcinku poziomym

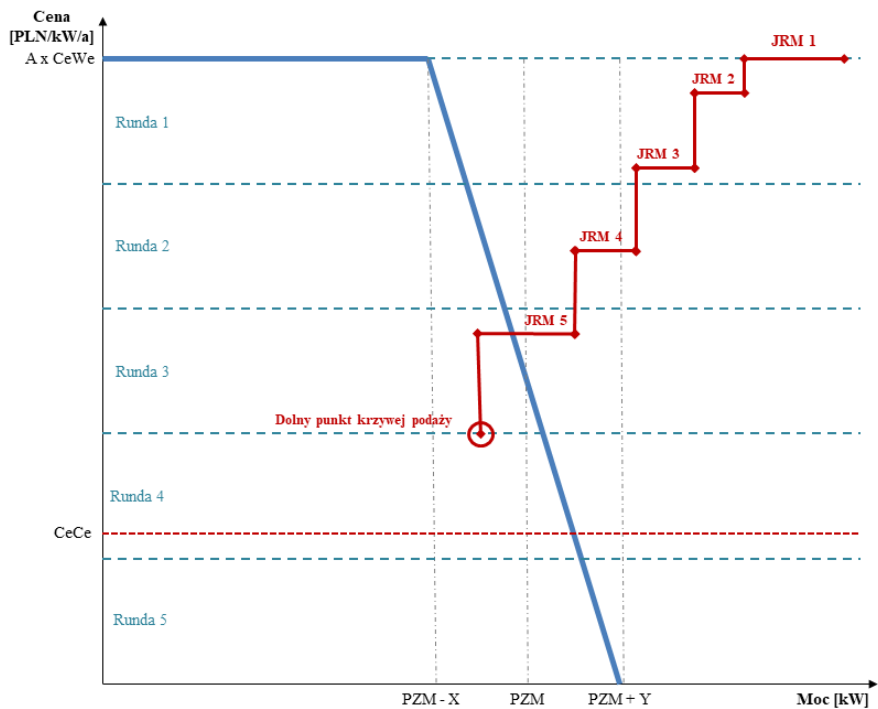
Algorytm kosztów i korzyści wymaga określenia dolnego i górnego punktu krzywej podaży, które są opisane w pkt. 9.2.4.1. [9]:

„1) dolny punkt krzywej podaży, jako:

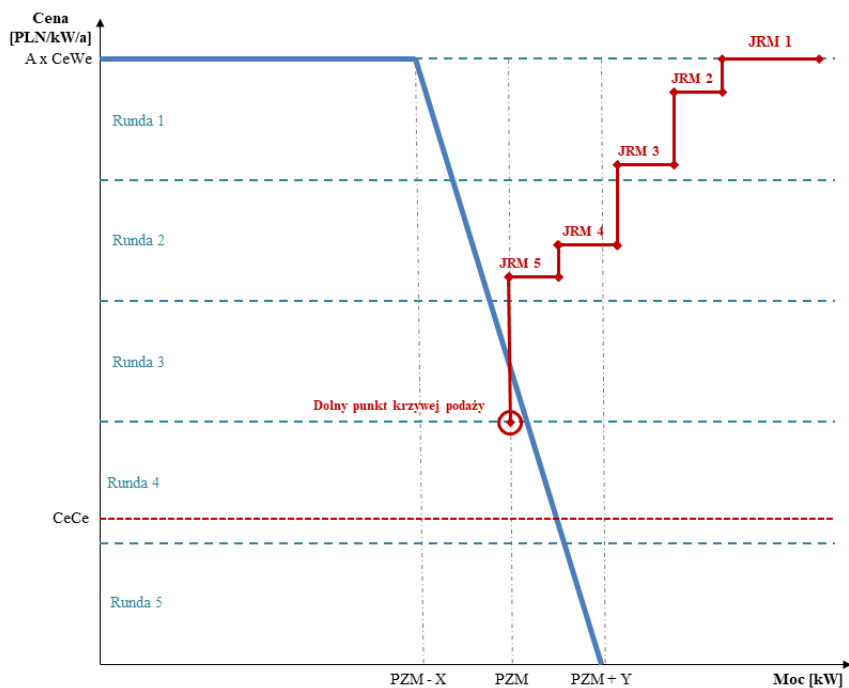
a) w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi przez (1) lub poniżej (2) pierwszej oferty wyjścia, położonej powyżej ceny wywoławczej kolejnej rundy albo ceny minimalnej aukcji (w przypadku ostatniej rundy) albo w danej rundzie nie złożono żadnej oferty wyjścia (3) – punkt o rzędnej równej cenie wywoławczej kolejnej rundy albo cenie minimalnej aukcji (w przypadku ostatniej rundy) oraz odciętej równej łącznej wielkości obowiązków mocowych oferowanych po cenie nie wyższej od ceny wywoławczej kolejnej rundy albo ceny minimalnej aukcji (w przypadku ostatniej rundy), albo”



Rysunek 9 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi przez pierwszą ofertę wyjścia położonej powyżej ceny wywoławczej

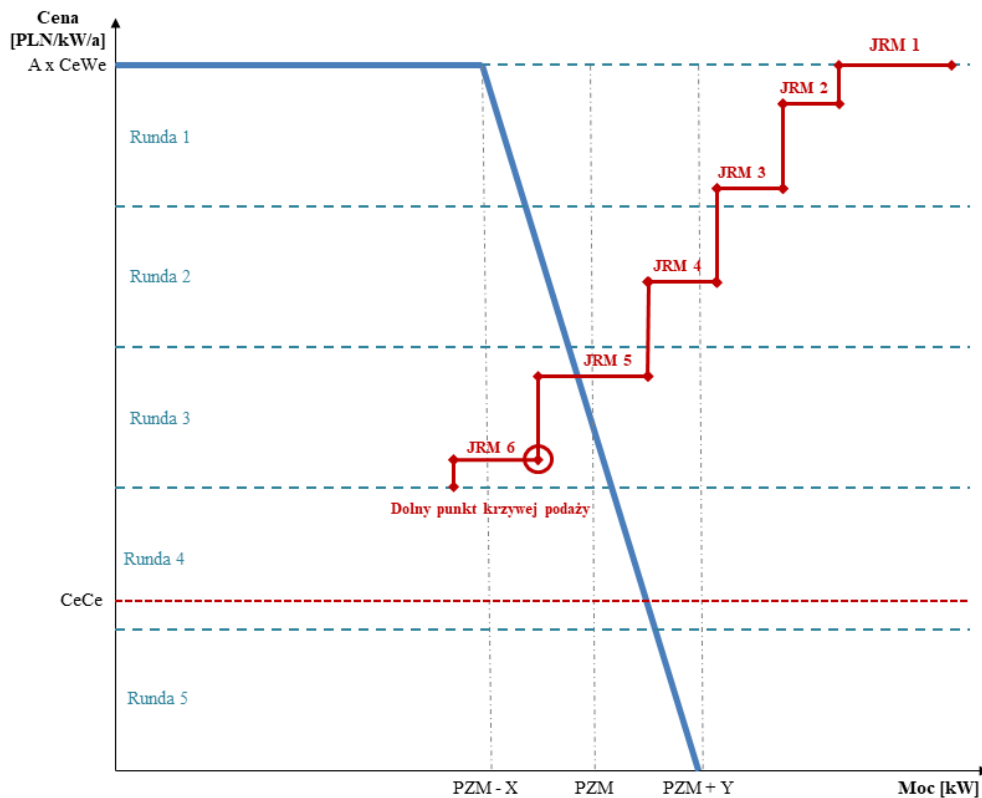


Rysunek 10 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w danej rundzie nie złożono żadnej oferty wyjścia



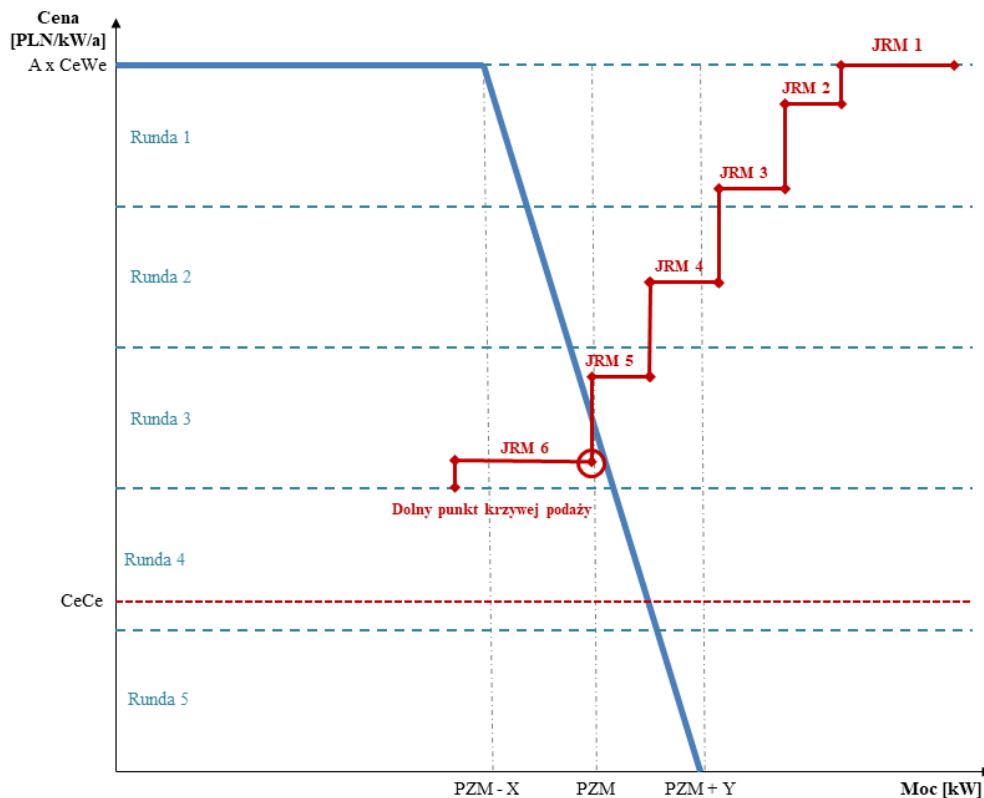
Rysunek 11 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w danej rundzie nie złożono żadnej oferty wyjścia

„b) w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina drugą lub kolejną ofertę wyjścia położoną powyżej ceny wywoławczej kolejnej rundy – punkt o rzędnej równej cenie ostatniej oferty wyjścia przed ofertą wyjścia, która została przecięta przez krzywą zapotrzebowania na moc oraz odciętej równej łącznej wielkości obowiązków mocowych, gdzie ostatnią ofertą jest oferta leżąca przed ofertą wyjścia, która została przecięta przez krzywą zapotrzebowania na moc, albo” [9]



Rysunek 12 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina drugą lub kolejną ofertę wyjścia położoną powyżej ceny wywoławczej kolejnej rundy

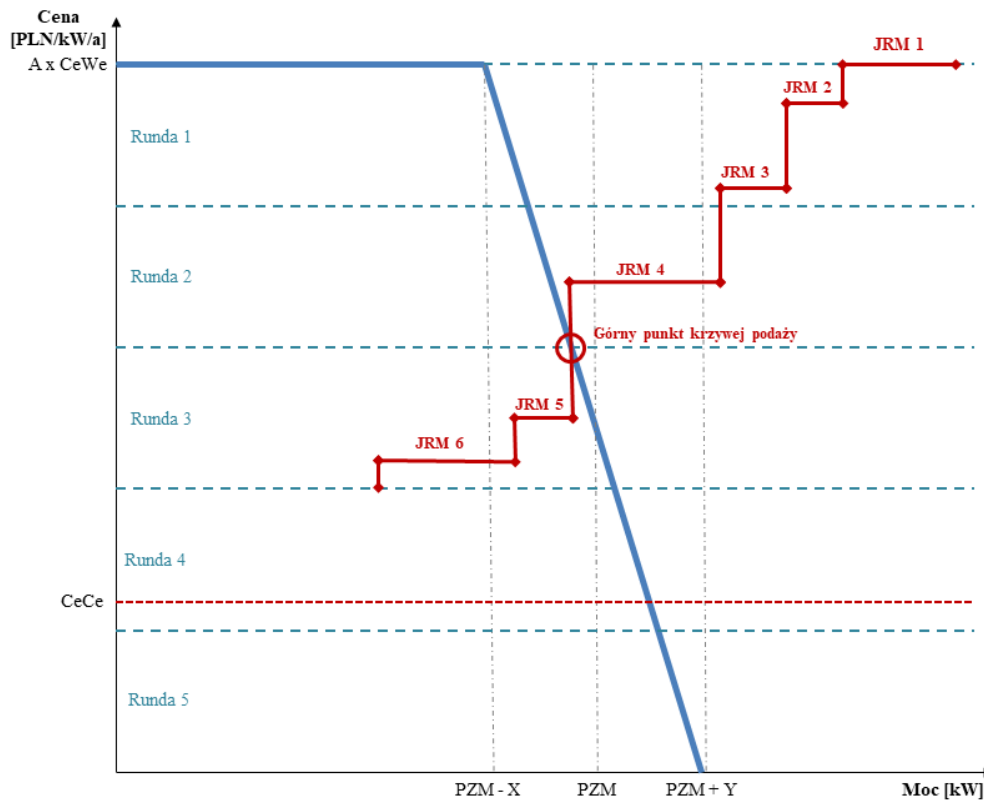
„c) w przypadku gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia położona w całości poniżej krzywej zapotrzebowania na moc – punkt o rzędnej równej cenie ostatniej oferty wyjścia leżącej w całości poniżej krzywej zapotrzebowania oraz odciętej równej łącznej wielkości obowiązków mocowych gdzie ostatnią ofertą jest ostatnia oferta leżąca w całości poniżej krzywej zapotrzebowania na moc;” [9]



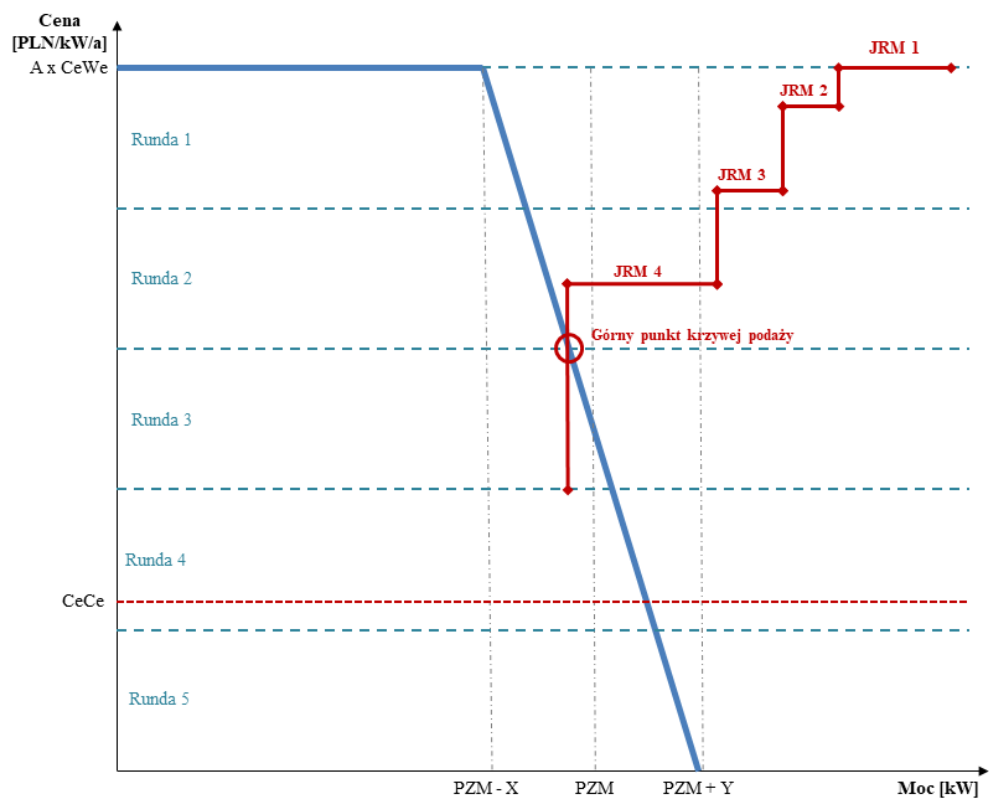
Rysunek 13 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia położona w całości poniżej krzywej zapotrzebowania na moc

„2) górny punkt krzywej podaży, jako:

a) w przypadku gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi powyżej ostatniej oferty wyjścia położonej poniżej ceny wywoławczej rundy (1) lub gdy w rundzie nie złożono żadnej oferty (2) – punkt o rzędnej równej cenie wywoławczej rundy, w której nastąpiło zakończenie aukcji oraz odciętej równej łącznej wielkości obowiązków mocowych oferowanych po cenie nie wyższej od ceny wywoławczej rundy, albo” [9]

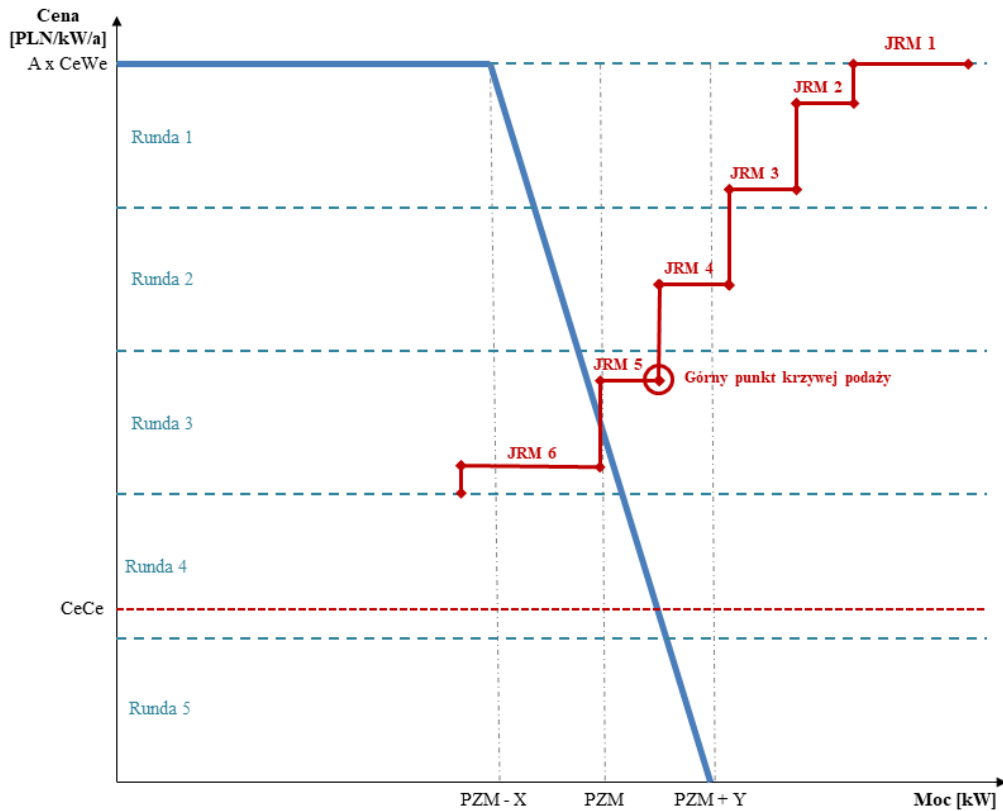


Rysunek 14 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi powyżej ostatniej oferty wyjścia położonej poniżej ceny wywoławczej rundy



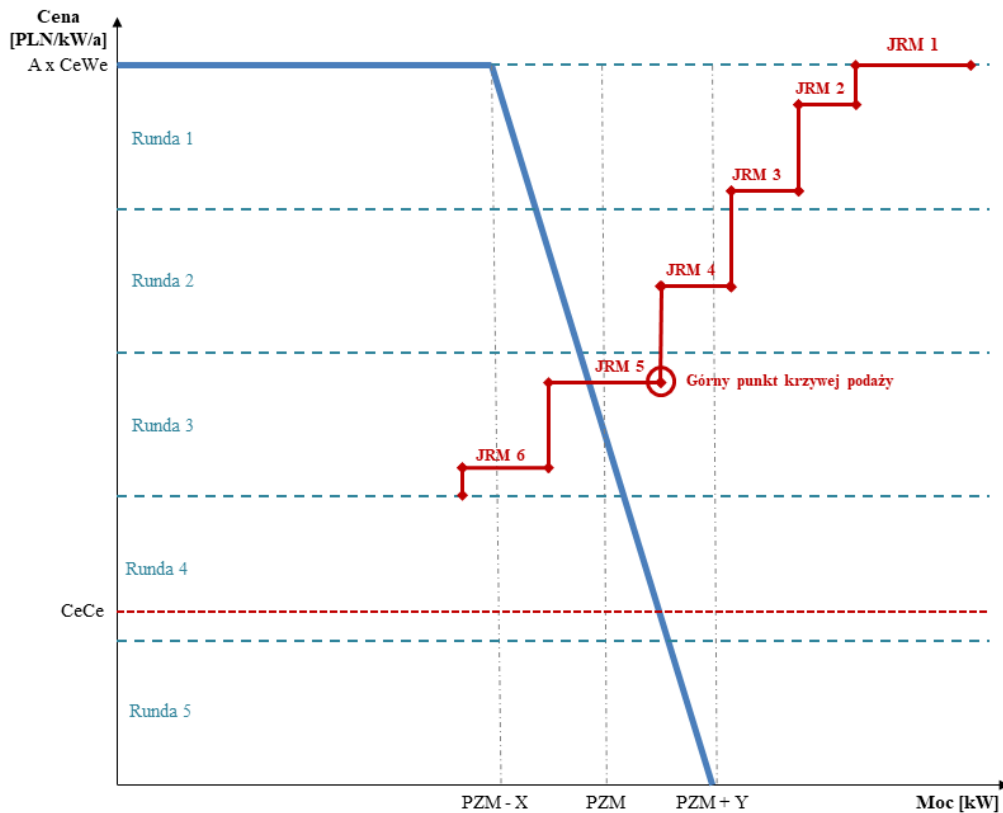
Rysunek 15 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w rundzie nie złożono żadnej oferty

„b) w przypadku gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina ofertę wyjścia – punkt o równej cenie oferty przeciętej przez krzywą zapotrzebowania na moc oraz odciętej równej łącznej wielkości obowiązków mocowych, gdzie ostatnią ofertą jest oferta przecięta przez krzywą zapotrzebowania na moc, albo” [9]



Rysunek 16 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina ofertę wyjścia

„c) w przypadku gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej złożonej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia leżąca w całości powyżej krzywej zapotrzebowania na moc – punkt o rzędnej równej cenie pierwszej oferty wyjścia leżącej w całości powyżej krzywej zapotrzebowania oraz odciętej równej sumie łącznej wielkości obowiązków mocowych, gdzie ostatnią ofertą jest oferta wyjścia leżąca w całości powyżej krzywej zapotrzebowania na moc.” [9]



Rysunek 17 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej złożonej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia leżąca w całości powyżej krzywej zapotrzebowania na moc

Po wyznaczeniu dolnych i górnych punktów krzywej podaży następuje wykonanie obliczeń według algorytmu kosztów i korzyści. Na podstawie jego obliczane jest czy oferta, która przecinała krzywą zapotrzebowania lub znajdowała się nad nią zostanie odrzucona czy przyjęta.

Wzór wykorzystywany w obliczeniach określa pkt 9.2.4.3. [9] i ma on postać:

$$\int_{P_d}^{P_g} Z(P) * dP - (P_g * C_g - P_d * C_d) \quad (3.1)$$

gdzie:

P_g – wolumen obowiązków mocowych w górnym punkcie krzywej podaży;

P_d – wolumen obowiązków mocowych w dolnym punkcie krzywej podaży;

C_g – cena w górnym punkcie krzywej podaży;

C_d – cena w dolnym punkcie krzywej podaży;

$Z(P)$ – funkcja określająca cenę w zależności od zapotrzebowania na moc.

Jeżeli:

$$\int_{P_d}^{P_g} Z(P) * dP - (P_g * C_g - P_d * C_d) > 0 \quad (3.2)$$

to ceną zamknięcia aukcji jest C_g przy zakontraktowanej mocy P_g .

Jeżeli:

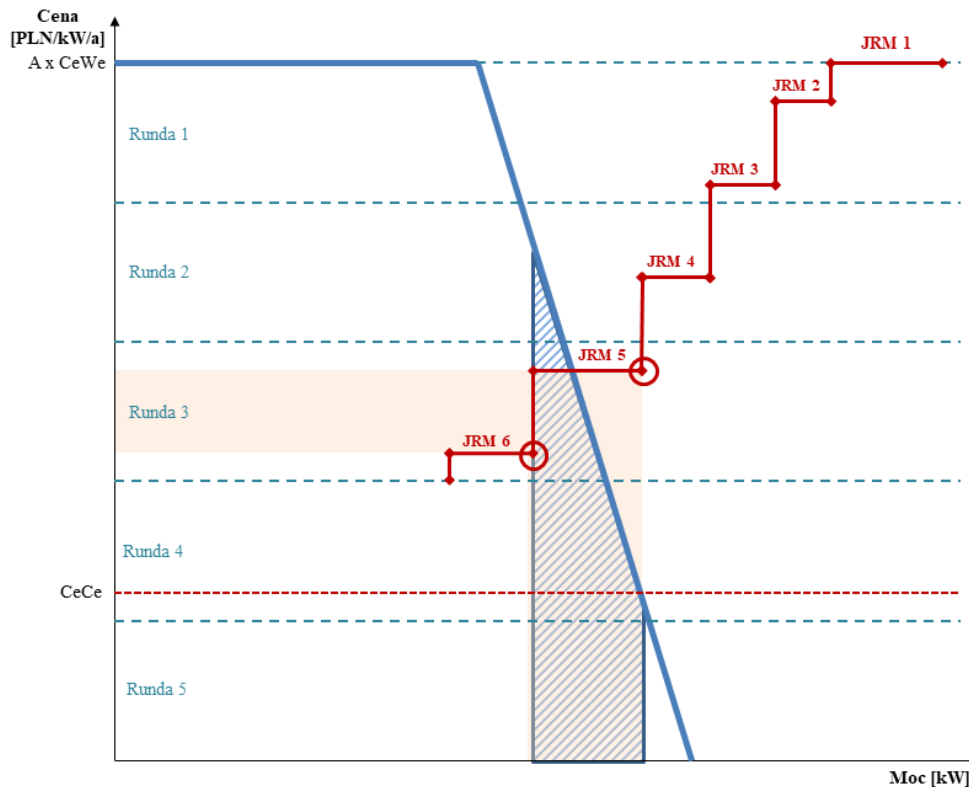
$$\int_{P_d}^{P_g} Z(P) * dP - (P_g * C_g - P_d * C_d) \leq 0 \quad (3.3)$$

to ceną zamknięcia aukcji jest C_d przy zakontraktowanej mocy P_d .

Zasadę działania algorytmu można zobrazować na osi prezentującej przebieg aukcji poprzez porównanie pól powierzchni obszarów:

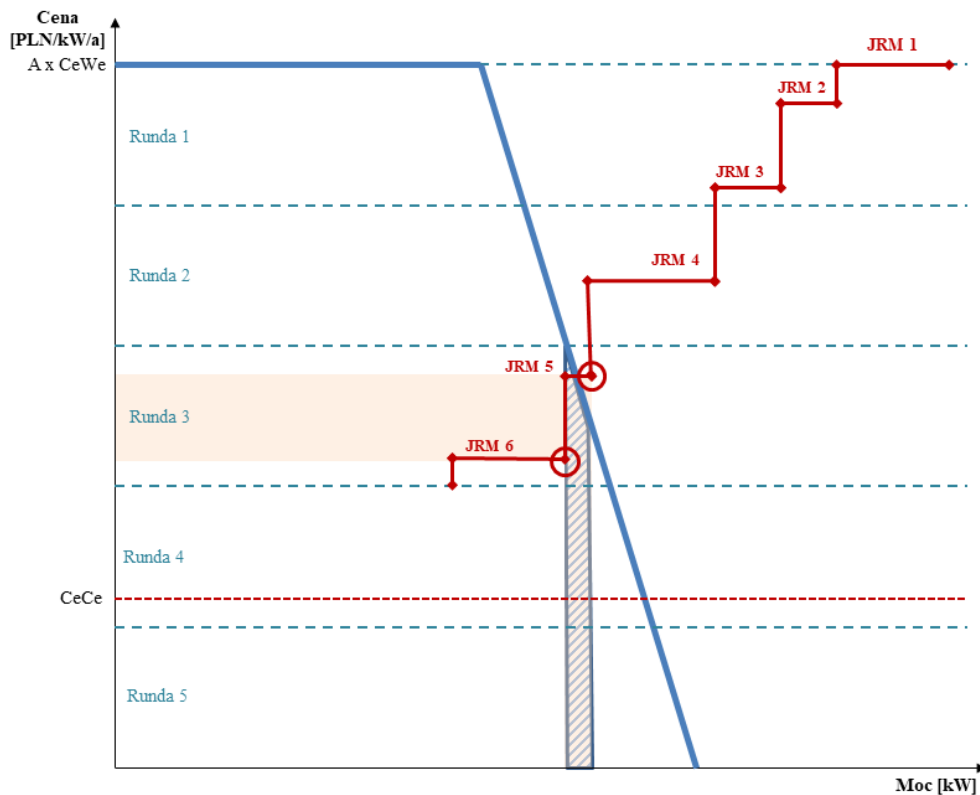
- odpowiadającego za czynnik $\int_{P_d}^{P_g} Z(P) * dP$ – pole zakreskowane;
- odpowiadającego za czynnik $(P_g * C_g - P_d * C_d)$ – pole wypełnione kolorem.

Poniżej przykłady możliwego zadziałania algorytmu kosztów i korzyści:



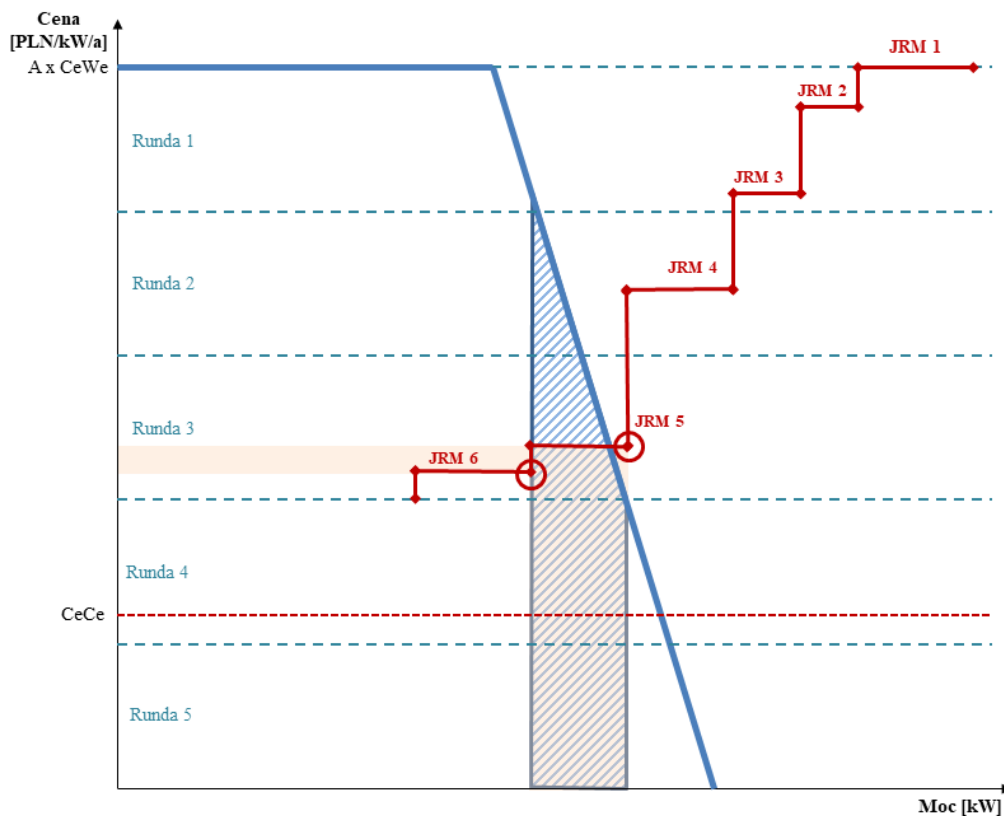
Rysunek 18 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 1

Oferta JRM 5 zostaje odrzucona, pole wypełnione kolorem odpowiadające za dodatkowy koszt przyjęcia ofert jest znacznie większe od zakreskowanego pola dodatkowych korzyści.



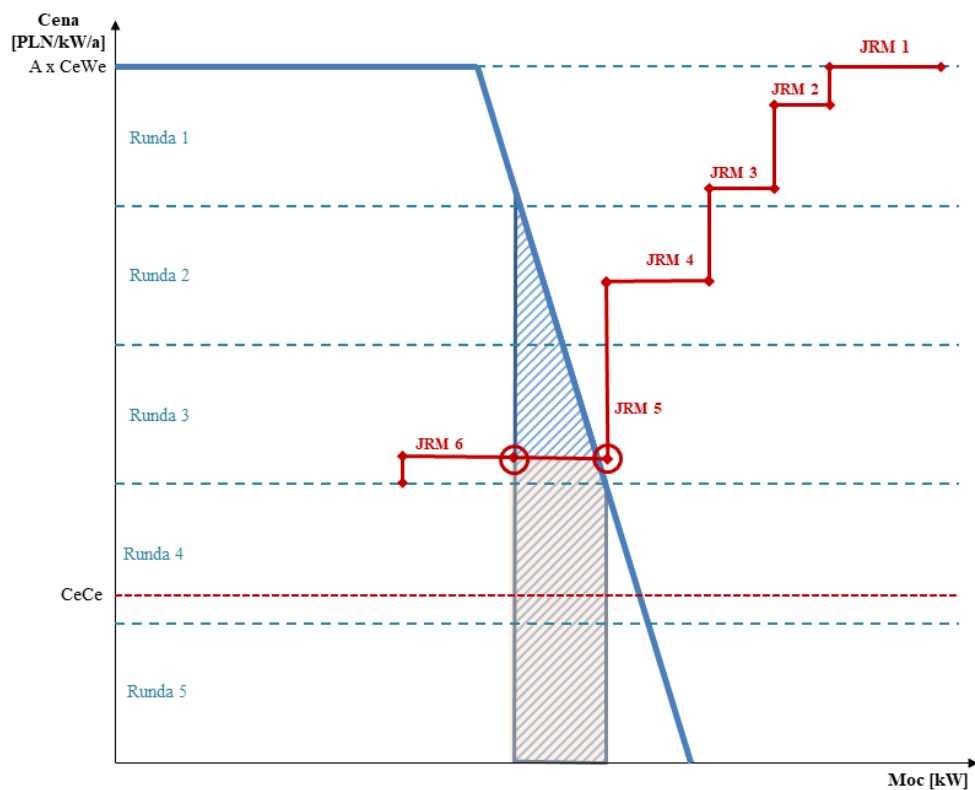
Rysunek 19 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 2

Oferta JRM 5 zostaje odrzucona, pole wypełnione kolorem odpowiadające za dodatkowy koszt przyjęcia ofert jest znacznie większe od zakresowanego pola dodatkowych korzyści. W tym przypadku zauważalne jest, że przy małym przyroście dodatkowej mocy oferta JRM 5 znacznie podnosi potencjalną cenę zamknięcia nie dając wymiernych korzyści.



Rysunek 20 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 3

Oferta JRM 5 zostaje przyjęta, pole wypełnione kolorem odpowiadające za dodatkowy koszt przyjęcia ofert jest znacznie mniejsze od zakresowanego pola dodatkowych korzyści. W tym przypadku zauważalne jest, że przy małym przyroście ceny zamknięcia oferta JRM 5 znacznie zwiększa wolumen zakontraktowanej mocy.



Rysunek 21 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 4

Oferta JRM 5 zostaje przyjęta, pole wypełnione kolorem odpowiadające za dodatkowy koszt przyjęcia ofert jest znacznie mniejsze od zakresowanego pola dodatkowych korzyści. W tym przypadku zauważalne jest, że bez wzrostu ceny zamknięcia oferta JRM 5 znacznie zwiększa wolumen zakontraktowanej mocy.

3.2.7. Rynek wtórny

Uzupełnieniem aukcji, będących rynkiem pierwotnym, jest rynek wtórny. W rynku pierwotnym JRM rywalizują między sobą o uzyskanie Obowiązków Mocowy od Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Wolumen OM po aukcjach jest już stały, po za przypadkami w których umowy rozwiązano z winy Dostawców Mocy, i PSE nie powiększa już wolumenu OM przyjmowanego przez JRM. Trudno sobie wyobrazić by JRM przyjmujące OM w drodze aukcji były w 100% dyspozycyjne w godzinach roboczych, ponieważ każda JRM Wytwórcza wymaga okresowych remontów, ale również zdarzają się awarie i nieplanowane ubytki mocy. W przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia i niedostarczenia w nim mocy JRM ponosi karę lub koszty związane z realokacją. Dla zmniejszenia ryzyka dodatkowych kosztów w ramach Rynku Mocy wprowadzony został rynek wtórny umożliwiający przenoszenie Obowiązków Mocowych pomiędzy JRM oraz realokację Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego. W pierwszych miesiącach funkcjonowania RM istniało ograniczenie w przenoszeniu OM, które uniemożliwiało przenoszenie OM pomiędzy JRM tego samego Dostawcy Mocy, ale obecnie po nowelizacji Ustawy o Rynku Mocy ograniczenie to nie istnieje. Rynek wtórny dotyczy dwóch produktów, których dokładny opis znajduje się w kolejnym rozdziale:

- Obowiązku Mocowego (OM);
- Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego (WSOM).

Ze względu na charakter tych produktów powszechnie używane są określenia dla rynków wtórnych ich dotyczących:

- rynek wtórny ex-ante – przedwykonawczy dotyczący OM, funkcjonuje przed wykonaniem OM w konkretnej godzinie roboczej;
- rynek wtórny ex-post – powykonawczy dotyczący WSOM funkcjonuje po wykonaniu OM w konkretnej godzinie roboczej w której ogłoszono Okres Zagrożenia.

Rynek wtórny ex-ante - obrót wtórny Obowiązkiem Mocowym

Celem transakcji na tym rynku jest przede wszystkim przeniesienie OM z JRM, które w danym czasie nie mają możliwości wykonać OM w całości lub części w razie wystąpienia Okresu Zagrożenia lub ogłoszenia dla nich Testowego Okresu Zagrożenia, co rodzi ryzyko wysokich kar lub ponoszenia wysokich kosztów realokacji WSOM. Po przeprowadzeniu transakcji strona zbywająca OM zabezpiecza ryzyka związane z brakiem możliwości wykonania OM, zaś strona

nabywająca przyjmując OM otrzyma wynagrodzenie od PSE z tytułu wykonania go. Wraz z transakcjami na rynku wtórnym nie ulega cena OM którego przedmiotem jest transakcja. W związku z tym, że w danym okresie dostaw istnieje możliwość, że JRM będą posiadać OM pochodzące z różnych Aukcji: Głównych i Dodatkowych na dany rok oraz obowiązków wieloletnich z poprzednich lat oraz tego, że część JRM posiada ceny OM obniżone o wartość uzyskanej pomocy publicznej, wszystkie OM posiadają nadane identyfikatory, które pozwalają na ich rozróżnienie w portfelu OM posiadanych przez każdą z JRM.

OM przyjmują JRM, które posiadają odpowiednie rezerwy. Rezerwa może wynikać z następujących sytuacji:

- JRM nie uzyskała OM w żadnej aukcji, a jej certyfikat umożliwia udział w rynku wtórnym;
- JRM została certyfikowana tylko do udziału w rynku wtórnym;
- JRM nie zaoferowała na aukcji całej swojej dostępnej mocy ograniczonej iloczynem KWD x moc osiągalna netto – moc do tego limitu JRM może przyjmować bez ograniczeń;
- JRM korzysta z możliwości wskazanej w § 15 ust 4 pkt 2 Rozporządzeniu Ministra Energii w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym z dnia 18 lipca 2018 r pozwalającej przyjęcie OM przekraczającego ww. ograniczenie, ale w łącznej wielkości nie większej niż moc osiągalna netto przez maksymalnie 300 h w ciągu roku.

Rynek ex-ante dla danego roku dostaw rozpoczyna się w momencie ogłoszenia wstępnych wyników aukcji dodatkowych dotyczących tego roku dostaw. Podstawą transakcji może być tylko przyszła część OM z dodatkowym ograniczeniem, że transakcje muszą być zawarte nie później niż na 24 godziny przed rozpoczęciem czasu, którego dotyczą. Minimalną jednostką czasu jest 1 godzina, zaś mocy 1 kW.

Transakcja wprowadzana do Portalu Użytkownika Rynku Mocy przez stronę zbywającą, zaś strona nabywająca potwierdza ją w PURM. Czas potwierdzenia przez drugą stronę jest uznawany za czas zawarcia transakcji. Transakcja może zostać odrzucona przez PSE w ciągu 3 dni roboczych od otrzymania zgłoszenia. W związku z tym, że czas na zgłoszenie transakcji to 24 godziny przed rozpoczęciem wykonania, a później PSE posiada możliwość 3 dni roboczych na odrzucenie transakcji, rodzi szereg ryzyk, ponieważ możliwe jest wystąpienie sytuacji w której np. JRM zbyła OM, a w okresie którego dotyczyła transakcja wystąpił Okres

Zagrożenia, a następnie PSE odrzuciło transakcję, przez co JRM po fakcie zostaje z karami lub koniecznością realokacji.

PSE ma możliwość odrzucenia transakcji na rynku wtórnym w przypadku gdy:

- dotyczy OM w czasie mniejszym niż 24 godziny przed jego wykonaniem;
- dotyczy JRM, które nie zrealizowały obowiązków wynikających z monitorowania umów lub testów jednostek redukcji zapotrzebowania;
- dotyczy JRM dla których Dostawca Mocy nie uiszczył kar wynikających z Rynku Mocy;
- dotyczy JRM, które zakończyły Testowy Okres Zagrożenia z wynikiem negatywnym i nie złożyły zgłoszenia o gotowości do wykonywania OM;
- dotyczy JRM połączenia międzynarodowego;
- dotyczy JRM nie zlokalizowanych w tej samej strefie, z wyjątkiem transakcji dotyczących przeniesienia OM z JRM zagranicznych na JRM znajdujące się w Polsce;
- dotyczy OM przekraczającego u nabywcy moc osiągalną netto w przypadku dostępności czasu na przekroczenie limitu $KWD * \text{moc osiągalna netto}$;
- dotyczy OM przekraczającego u nabywcy limit $KWD * \text{moc osiągalna netto}$ w przypadku wykorzystania czasu 300h na jego przekraczanie;
- dotyczy transakcji w których zgłoszono przeniesienie większego wolumenu OM niż posiadany w danym czasie przez JRM zbywającą.[1], [2], [9]

Część z tym warunków jest możliwa do weryfikacji przy wprowadzaniu transakcji, ale ostateczna ocena poprawności transakcji należy do PSE.

Rynek wtórny ex-post – realokacja Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego

Celem transakcji na tym rynku jest realokacja Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego z danego Okresu Zagrożenia pomiędzy JRM, która posiada nadwyżkę WSOM, a JRM, która ma deficyt WSOM. Z przekazaniem WSOM pomiędzy JRM nie wiążą się żadne dodatkowe przepływy pieniężne ze strony PSE jak w przypadku wynagrodzenia z tytułu wykonywania OM. Motywacją do pokrycia deficytu jest ryzyko nałożenia wysokiej kary z tytułu nie wykonania OM w Okresie Zagrożenia. Z drugiej strony JRM posiadające nadwyżkę WSOM mają możliwość uzyskania premii, która rozliczana jest w cyklu rocznym. Prawo do uzyskania premii posiadają JRM które posiadają nadwyżkę WSOM, a nadwyżki ze wszystkich Okresów Zagrożenia się sumują określając udział danej JRM w podziale przychodów z premii. Źródłem środków przeznaczonych na premie są wszystkie kary zapłacone przez wszystkie JRM

w danym roku. JRM może przekazać WSOM innej JRM teraz i potencjalnie uzyskać dodatkowy przychód od Dostawcy Mocy przyjmującego WSOM, bądź czekać do podziału premii, jeśli w danym roku wystąpią kary (możliwa jest sytuacja w której wygenerowane zostały nadwyżki WSOM, a żadna JRM nie zapłaciła kary ze względu na dużą dostępność WSOM na rynku). JRM z deficytem WSOM, jeśli nie zbilansują się nadwyżkami innych, zapłacą kary, które sfinansują premie dla JRM z nadwyżkami. Obie te przeciwne motywacje kształtują ceny WSOM na rynku. Zabezpieczeniem przed ryzykiem spekulacji jest ograniczenie, które daje prawo do premii tylko dla tego WSOM, które zostało „wytworzone” przez JRM samodzielnie, nie zaś poprzez przyjęcie dodatkowej nadwyżki na rynku wtórnym w celu uzyskania większego prawa do premii.

Rynek ten funkcjonuje tylko w przypadku ogłoszenia Okresu Zagrożenia i WSOM dla każdego Okresu Zagrożenia jest odrębnym produktem. W związku z tym, że ilość nadwyżki i deficytów WSOM możliwa jest do określenia dopiero po przeliczeniu tych wartości przez PSE, rynek ex-post dla danego Okresu Zagrożenia rozpoczyna swoje funkcjonowanie w momencie opublikowania przez PSE w Portalu Użytkownika Rynku Mocy ostatecznych wyników pomiarów i obliczeń po procesie publikacji danych w trybie podstawowym i dodatkowym oraz możliwości zgłaszania zastrzeżeń do nich. Ostateczne wyniki pomiarów są publikowane 7. dnia roboczego miesiąca $m+3$, gdzie m to miesiąc wystąpienia Okresu Zagrożenia. Po tej publikacji Dostawcy Mocy mają 5 dni roboczych na przeprowadzenie realokacji WSOM pomiędzy JRM.

Transakcja realokacji przebiega poprzez zgłoszenie jej przez stronę nabywającą, która chce przyjąć WSOM, a następnie jest potwierdzana przez stronę zbywającą, która przekazuje WSOM. Strony mają dodatkowo 1 dzień roboczy na wycofanie transakcji poprzez proces analogiczny do zgłoszenia transakcji, jeśli ten dzień nie przekracza określonego czasu 5 dni roboczych.

Podobnie jak w transakcjach ex-ante PSE posiada możliwość odrzucenia transakcji w ciągu 3 dni roboczych od jej zgłoszenia w przypadku wystąpienia określonych powodów:

- dotyczy JRM, które nie zrealizowały obowiązków wynikających z monitorowania umów lub testów jednostek redukcji zapotrzebowania;
- dotyczy JRM dla których Dostawca Mocy nie uiszczył kar wynikających z Rynku Mocy;
- dotyczy JRM, które zakończyły Testowy Okres Zagrożenia z wynikiem negatywnym i nie złożyły zgłoszenia o gotowości do wykonywania OM;
- dotyczy JRM połączenia międzynarodowego;

- dotyczy JRM nie zlokalizowanych w tej samej strefie, z wyjątkiem transakcji dotyczących przeniesienia OM z JRM zagranicznych na JRM znajdujące się w Polsce;
- dotyczy transakcji w których zgłoszono przeniesienie większej nadwyżki WSOM niż posiadana w danym Okresie Zagrożenia przez JRM zbywającą (JRM nie ma możliwości poprzez transakcję spowodowania sytuacji w której z posiadania nadwyżki stworzy deficyt, sytuacji przyjmowania większej nadwyżki niż wymagany do zbilansowania deficyt jest dozwolona).

Część z tych warunków jest możliwa do weryfikacji przy wprowadzaniu transakcji, ale ostateczna ocena poprawności transakcji należy do PSE.

Organizacja procesów przeprowadzania transakcji rynku wtórnego

W celu sprawnego przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym Towarzystwo Obrotu Energią we współpracy z przedstawicielami Dostawców Mocy opracowało wzór umowy bilateralnej, która stała się standardem w zakresie funkcjonowania rynku wtórnego. [15] W związku z tym, że proces zawierania transakcji po jej finalnym wprowadzeniu do PURM, nie przebiega z udziałem PSE, konieczne było dopracowanie zasad współpracy Dostawców Mocy w obszarach nieregulowanych przez żaden inny dokument. Umowa ta jest umową ramową na podstawie której Dostawcy Mocy zawierają porozumienia transakcyjne, które są podstawą zawierania transakcji w PURM. Zapisy umowy ograniczają ryzyka związane z odrzuceniem transakcji przez PSE, określają przepływ informacji i dokumentów, określają zasady płatności wynagrodzenia z tytułu przeprowadzonej transakcji. Umowa umożliwia przekazywanie OM i występowanie sytuacji w której nie występują dodatkowe przepływy pieniężne lub za przeniesienie dopłaca zbywający lub za przyjęcie dopłaca przyjmujący.

3.2.8. Wykonywanie Obowiązków Mocowych

Sposób wykonywania Obowiązków Mocowych

Od momentu w którym dla danej jednostki rozpocznie się okres dostawy rozpoczyna ona wykonywanie Obowiązku Mocowego, które polega na:

- Pozostawaniu w gotowości do dostarczania mocy dyspozycyjnej netto przez JRM;
- Dostarczeniu mocy do sieci w Okresach Zagrożenia w wielkości równej Skorygowanemu Obowiązkowi Mocowemu.

Weryfikacją gotowości JRM do dostarczania mocy jest demonstracja, której celem jest sprawdzenie czy w każdym kwartale JRM dostarczała moc do systemu. Istotnym jest, że JRM Wytwórcza nie jest zobowiązana do ciągłej produkcji i dostarczania energii elektrycznej w wielkości równej Obowiązkowi Mocowemu, ale pozostawaniu w ciągłej gotowości i fizycznej realizacji dostaw tylko w Okresach Zagrożenia. Dodatkowo PSE ma możliwość ogłoszenia indywidualnie dla danej JRM Testowego Okresu Zagrożenia, który jest głównym narzędziem sprawdzania gotowości JRM do dostarczania mocy.

Okresy Zagrożenia

Głównym celem funkcjonowania Rynku Mocy jest zapewnienie wystarczających zasobów wytwórczych dla bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W długim terminie jest to realizowane poprzez zapewnienie stabilnego wynagrodzenia dla nowych i istniejących jednostek, zaś w bieżącej eksploatacji systemu poprzez dostarczanie zakupionej mocy w momentach w których system tego najbardziej potrzebuje by bezpiecznie funkcjonować.

Okresy Zagrożenia są godzinami w których PSE w ramach procesów planowania dobowego zidentyfikuje ryzyko spadku rezerwy mocy w systemie poniżej wymaganego poziomu. Poziom ten określany jest w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci i wynosi 9% zapotrzebowania sieci. [13] Według Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym z dnia 18 lipca 2018 r. PSE ma możliwość nieogłaszania Okresu Zagrożenia w przypadku, gdy rezerwa mocy nie spadła poniżej 4 punktów procentowych względem wartości wymaganej tj. poniżej 5% oraz uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

W 2021 roku poziom rezerwy wielokrotnie spadał poniżej wymaganego poziomu, ale nie został ogłoszony żaden Okres Zagrożenia. [2]

Okresy Zagrożenia są ogłaszane przez PSE z minimum 8 godzinnym wyprzedzeniem i informacja o tym publikowana jest na stronie PSE, w PURM, a także poprzez wysłanie wiadomości SMS i e-mail do subskrybentów tej informacji.

W trakcie Okresów Zagrożenia JRM nie są zobowiązane do dostarczania pełnej wartości Obowiązku Mocowego, ale jego skorygowaną wartość. Pomniejszenie to wynika z zapotrzebowania systemu na moc, a także uwzględnienia faktu, że część mocy jest dostarczana przez jednostki nieuczestniczące w Rynku Mocy. Realizacja pełnego OM przez wszystkie JRM mogłaby zdestabilizować pracę systemu.

Skorygowany Obowiązek Mocowy (SOM) jest wartością mocy jaką dana JRM jest zobowiązana dostarczyć w trakcie Okresu Zagrożenia. Wartości wymagane do obliczenia SOM są publikowane przez PSE wraz z informacją o Okresie Zagrożenia i w każdym z nich ma wartość kalkulowaną osobno dla każdego Okresu Zagrożenia. Podstawą do wyznaczenia SOM są wartości prognozowane przez PSE w momencie ogłoszenia Okresu Zagrożenia i nie są później korygowane powykonawczo.

Skorygowany Obowiązek Mocowy dla i-tej JRM obliczany jest według wzoru określonego przez pkt 16.1.1. [9]:

$$SOM_i = \min \left\{ 1, \frac{P_{OZ} + P_{RM} - W_{NJRM}}{\sum_{n=1}^{n=m} OM_n - UR_{JRM}} \right\} * OM_i \quad (3.4.)$$

gdzie:

SOM_i – Skorygowany Obowiązek Mocowy i-tej JRM w danych Okresie Zagrożenia, wyrażony w MW;

OM_i – Obowiązek Mocowy i-tej JRM w danym Okresie Zagrożenia, wyrażony w MW;

P_{OZ} – Średnie prognozowane zapotrzebowanie sieci w danym Okresie Zagrożenia, wyrażone w MW;

P_{RM} – Wymagana nadwyżka mocy, wyrażona w MW;

W_{NJRM} – Średnia prognozowana moc dostarczana do sieci w danym Okresie Zagrożenia przez zasoby wytwórcze nieobjęte OM, wyrażona w MW;

OM_n – OM n-tej JRM w danym Okresie Zagrożenia, gdzie m jest liczbą wszystkich JRM objętych OM w danym Okresie Zagrożenia, wyrażony w MW;

UR_{JRM} – Suma niedyspozycyjności JRM w danym Okresie Zagrożenia wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM, wyrażona w MW;

Wykonywanie Obowiązku Mocowego w Okresie Zagrożenia przez JRM Wytwórcze zależne jest od jej sposobu uczestnictwa w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania:

- JRM Wytwórcze w skład których wchodzi wyłącznie Jednostki Fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania wykonują OM poprzez zapewnienie mocy dyspozycyjnej netto i wykonywanie poleceń OSP;
- Pozostałe JRM Wytwórcze wykonują OM poprzez wytwarzanie i dostarczanie energii elektrycznej do sieci.

Podział ten wynika ze specyfiki funkcjonowania jednostek wytwórczych będących w dyspozycji OSP. Poziom pracy tych jednostek wynika z mocy zadanej przez OSP, przez co właściciele tych jednostek nie mają pełnej kontroli nad poziomem wytwarzania energii przez daną jednostkę, ale mają taką możliwość w przypadku mocy jaką otrzymuje do dyspozycji Operator i jakości wykonywania otrzymywanych poleceń ruchowych.

Wartością określającą ilość mocy dostarczonej przez daną JRM w Okresie Zagrożenia jest Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego (WSOM) i oblicza się je jako:

- dla JRM Wytwórczych w skład których wchodzi wyłącznie Jednostki Fizyczne uczestniczące aktywnie w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania – jako sumę mocy dyspozycyjnych netto w danym Okresie Zagrożenia wszystkich m Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM;

$$WSOM = \sum_{n=1}^{n=m} P_{DNWh_n} \quad (3.5.)$$

gdzie:

P_{DNWh_n} - moc dyspozycyjna netto n-tej Jednostki Fizycznej w godzinie h, wyrażona w MW.

- dla pozostałych JRM wytwórczych – jako sumę wartości godzinowych dostarczania lub poboru energii elektrycznej do lub z sieci powiększoną o ubytki wynikające z poleceń OSP i OSD dla danego Okresu Zagrożenia dla wszystkich m Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM;

$$WSOM = \sum_{n=1}^{n=m} \sum_{k=1}^{k=l} \{ \max[0, E_{ODhk_n}] + PP_{h_n} + U_n \} \quad (3.6.)$$

gdzie:

E_{ODhk_n} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w k-tym punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy n-tej Jednostki Fizycznej, w godzinie h, gdzie l jest liczbą torów wyprowadzenia mocy danej jednostki;

PP_{h_n} - przeliczeniowa średnia godzinowa wielkość dostarczania lub poboru mocy do lub z sieci przez układy zasilania potrzeb własnych i ogólnych przypisanych do n-tej Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h, wyrażona w MW;

U_n - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w n-tej Jednostce Fizycznej w godzinie h, wyrażona w MW.

Moc dyspozycyjną netto Jednostki Fizycznej Wytwórczej uczestniczącej aktywnie w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania oblicza się według wzoru określonego przez 16.2.7. [9]:

$$P_{DNWh} = W_{BNh} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - P_{WYKh}\}] + PP_h + U_h \quad (3.7.)$$

gdzie:

P_{DNWh} - moc dyspozycyjna netto Jednostki Fizycznej w godzinie h , wyrażona w MW;

W_{BNh} - współczynnik przeliczeniowy brutto/netto, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

P_{WYKh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , rozumiana jako wyznaczona powykonawczo wielkość równa sumie mocy zmierzonych we wszystkich punktach, dla których są składane oferty w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, wyrażona w MW;

PP_h - przeliczeniowa średnia godzinowa wielkość dostarczania lub poboru mocy do lub z sieci przez układy zasilania potrzeb własnych i ogólnych przypisanych do danej Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , wyrażona w MW;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW.

Jeżeli planowanie oraz prowadzenie ruchu w KSE odbywa się w oparciu o wielkości netto to wielkości P_{OSWh} , P_{ZADh} , P_{WYKh} są wielkościami netto, a współczynnik W_{BNh} wynosi 1.

Jeśli zaś planowanie oraz prowadzenie ruchu w KSE odbywa się w oparciu o wielkości brutto, to wielkości P_{OSW_h} , P_{ZAD_h} , P_{WYK_h} są wielkościami brutto, a współczynnik W_{BNh} wyznaczany jest dla danej godziny zgodnie ze wzorem określonym pkt 16.2.20. [9]:

$$W_{BNh} = \frac{\sum_{k=1}^{k=l} \max\{0, E_{ODhk}\}}{\sum_{i=1}^{i=j} E_{Bhi}} \quad (3.8.)$$

gdzie:

E_{ODhk} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w k -tym punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h , gdzie l jest liczbą torów wyprowadzenia mocy danej jednostki;

E_{Bhi} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach i -tego generatora, w godzinie h , gdzie j jest liczbą generatorów wchodzących w skład danej Jednostki Fizycznej.

W przypadku, gdy $\sum_{i=1}^{i=j} E_{Bhi} = 0$ zgodnie z pkt 16.2.23. [9] wartością W_{BNh} jest iloraz mocy osiągalnych netto i brutto Jednostki Fizycznej wskazanych w certyfikacji do aukcji mocy na dany rok dostaw.

Jak było wspomniane w części dotyczącej definiowania Jednostek Fizycznych nie ma równoważności pomiędzy Jednostką Wytwórczą, a Jednostką Fizyczną. Istnieje taka możliwość, że w skład jednej Jednostki Fizycznej będzie wchodzić więcej niż jedna Jednostka Fizyczna. Dla przypadku w którym jedną z Jednostek Wytwórczych wchodzących w skład Jednostki Fizycznej będzie jednostka aktywnie uczestnicząca w bilansowaniu, a pozostałe Jednostki Wytwórcze nie spełniają tego warunku, zostały dodane do Regulaminu Rynku Mocy punkty 16.2.25 i 16.2.26, które są istotne w kontekście jednej z jednostek analizowanych w dalszej części pracy.

Warunkami do uwzględnienia dodatkowych czynników przy wyliczaniu mocy dyspozycyjnych netto Jednostek Fizycznych są według pkt 16.2.25 [9]:

- „*Wchodzenie w skład Jednostki Fizycznej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu co najmniej jednej jednostki wytwórczej która nie uczestniczy aktywnie w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania;*
- *Sterowanie jednostką oraz ofertowanie w ramach mechanizmu centralnego bilansowania uwzględnia także przepływy energii elektrycznej w miejscu w sieci, urządzeniach lub instalacji, niebędącym punktem pomiarowym;*
- *Ww. miejsca w sieci, urządzeniach lub instalacjach wskazane są w umowie przesyłania energii elektrycznej oraz zapewniona jest zdalna transmisja danych pomiarowych z tych miejsc do OSP.*” [9]

W przypadku zachodzenia wszystkich warunków wymienionych w pkt 16.2.25 [9] stosuje się następujące zmiany w sposobie obliczeń:

- Moc dyspozycyjna netto Jednostki Fizycznej P_{DNWh} pomniejsza się o ilość energii elektrycznej zmierzonej w danej godzinie w miejscu w sieci, urządzeniach lub instalacji, niebędącym punktem pomiarowym dla których odbywa się sterowanie jednostką oraz ofertowanie w ramach mechanizmu centralnego bilansowania.
- Przy wyznaczaniu wielkości W_{BNh} ilość energii elektrycznej zmierzoną dla danej godziny w ww. miejscach uwzględnia się tak jak ilość energii elektrycznej zmierzoną w punkcie pomiarowym zlokalizowanym w torze wyprowadzenia mocy tej jednostki.
- Przy wyznaczaniu wielkości W_{BNh} zgodnie z pkt. 16.2.23 [9], jako podstawę do obliczeń stosuje się moc osiągalną netto i brutto jednostki wytwórczej aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu KSE w ramach mechanizmu centralnego bilansowania, z pominięciem pozostałych jednostek wytwórczych wchodzących w skład danej Jednostki Fizycznej.

Przy wyznaczaniu czynnika PP_h określającego przeliczeniową średnią godzinową wielkość dostarczania lub poboru mocy do lub z sieci przez układy zasilania potrzeb własnych i ogólnych przypisanych do danej Jednostki Fizycznej Wytwórczej należy uwzględnić ewentualne połączenia z innymi Jednostkami Fizycznymi wynikające ze wspólnych układów potrzeb własnych lub ogólnych. Wzór do obliczenia tej wartości został określony w pkt 16.4.8 [9]:

$$PP_h = \frac{\max\{0, \sum_{k=1}^{l_p} E_{hk}\}}{\sum_{n=1}^{n=m} \max\{0, \sum_{k=1}^{l_n} E_{hnk}\}} * \frac{\sum_{i=1}^{i=j} E_{hi} + \sum_{n=1}^{n=m} \min\{0, \sum_{k=1}^{l_n} E_{hnk}\}}{H} \quad (3.9.)$$

gdzie:

E_{hk} – ilość energii elektrycznej w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w k -tym punkcie pomiarowym zlokalizowanym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, gdzie l_p jest liczbą punktów pomiarowych w torach wyprowadzenia mocy tej jednostki;

E_{hnk} – ilość energii elektrycznej w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w k -tym punkcie pomiarowym zlokalizowanym w torze wyprowadzenia mocy n -tej Jednostki Fizycznej, gdzie l_n jest liczbą punktów pomiarowych w torach wyprowadzenia mocy tej jednostki, a m jest liczbą Jednostek Fizycznych posiadających wspólne lub elektrycznie połączone z daną Jednostką Fizyczną układy zasilania potrzeb własnych lub ogólnych;

E_{hi} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w i -tym punkcie pomiarowym dotyczącym:

- a) potrzeb własnych lub ogólnych danej Jednostki Fizycznej oraz wszystkich Jednostek Fizycznych, z którymi jednostka ta posiada wspólne lub elektrycznie połączone układy zasilania potrzeb własnych lub ogólnych;
- b) zasilania urządzeń zużywających energię elektryczną na własny użytek tj. na potrzeby inne niż związane z wytwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej;
- c) zasilania bezpośrednio przyłączonych odbiorców;

gdzie j jest liczbą wszystkich tych punktów pomiarowych;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

W przypadku gdy, wyrażenie $\sum_{k=1}^{k=l_n} E_{hnk}$ jest nie większe od zera stosuje się wzór określony przez pkt 16.4.9. [9]:

$$PP_h = \frac{P_{OS}}{\sum_{n=1}^{n=m} P_{OSn}} * \frac{\sum_{i=1}^{i=j} E_{hi} + \sum_{n=1}^{n=m} \min\{0; \sum_{k=1}^{k=l_n} E_{hnk}\}}{H} \quad (3.10.)$$

gdzie:

P_{OS} – moc osiągalna netto Jednostki Fizycznej wskazana w certyfikacji do aukcji mocy na dany rok dostaw, wyrażona w MW;

P_{OSn} – oznacza:

- (i) moc osiągalną netto n -tej Jednostki Fizycznej Wytwórczej wskazaną w certyfikacji do aukcji mocy na dany rok dostaw albo,
- (ii) moc osiągalną netto n -tej Jednostki Fizycznej wskazaną we wniosku o wpis do rejestru zatwierdzonego w roku, w którym odbyła się ostatnia dla danej jednostki fizycznej certyfikacja do aukcji na dany rok dostaw – w przypadku, gdy n -ta jednostka fizyczna posiada wpis do rejestru rynku mocy oraz nie wchodzi w skład żadnej jednostki rynku mocy na dany rok dostaw;

gdzie m jest liczbą jednostek fizycznych posiadających wspólne lub elektrycznie połączone z daną jednostką fizyczną układy zasilania potrzeb własnych lub ogólnych, wyrażoną w MW.

Czynnik U_h oznaczający średnią wielkość ubytków wynikającą z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM obliczany jest na podstawie pkt 16.6.12 [9] i dotyczy następujących przesłanek:

- Ograniczenia sieciowe wynikające z poleceń OSP lub OSD;
- Wystąpienie zdarzenia nagłego, nieprzewidywalnego i niezależnego od woli stron umowy mocowej, którego skutkom nie można było zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności, uniemożliwiający dostawcy mocy wykonanie obowiązku mocowego w wielkości wyższej niż 40%.

Uwzględnienie wyżej wymienionych okoliczności jako zwolnienie od wykonania OM w Okresach Zagrożenia choć w części mityguje ryzyka po stronie Dostawców Mocy wynikające z

możliwości wystąpienia awarii lub innych zdarzeń znacznie zmniejszających możliwość wykonywania OM. Niestety, definicja ta jest dość ogólna i ocena zdarzenia zależy w znacznym stopniu do PSE.

W przypadku wystąpienia zdarzenia o którym mowa w drugim punkcie, Dostawca Mocy przekazuje zgłoszenie do PSE w ciągu 48h od wystąpienia takiego zdarzenia i jest ono rozpatrywane w trakcie obliczeń WSOM dla tej JRM. Przed rozpoczęciem obliczeń konieczna jest weryfikacja czy został spełniony warunek 40% poprzez wzór zawarty w pkt 16.6.11 [9]:

$$\frac{\sum_{n=1}^m OM_{ZNn}}{SOM} \leq 0,4 \quad (3.11.)$$

gdzie:

OM_{ZNn} – oznacza:

- (i) maksymalną wielkość mocy, którą może dostarczyć do sieci Jednostka Fizyczna, wskazaną dla n -tej Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM gdzie m jest liczbą wszystkich Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM, wyrażona w MW – jeżeli dokonano jej zgłoszenia albo
- (ii) moc osiągalną netto tej Jednostki Fizycznej, wyrażoną w MW;

SOM – Skorygowany Obowiązek Mocowy danej JRM w danym Okresie Zagrożenia, wyrażony w MW.

Jeżeli warunek z pkt 16.6.11 [9] został spełniony dla JRM uczestniczących aktywnie w bilansowaniu w Okresach Zagorzenia stosuje się wzór:

$$U = \min \left\{ SOM, \sum_{n=1}^{n=m} (P_{OSn} - OM_{ZNn}) \right\} \quad (3.12.)$$

gdzie:

P_{OSn} – moc osiągalna netto n -tej Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM, gdzie m jest liczbą wszystkich Jednostek Fizycznych wchodzących w skład JRM, wyrażona w MW;

OM_{ZNn} – oznacza:

- (i) maksymalną wielkość mocy, którą może dostarczyć do sieci Jednostka Fizyczna, wskazaną dla n -tej Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM gdzie m jest liczbą wszystkich Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM, wyrażona w MW – jeżeli dokonano jej zgłoszenia albo,
- (ii) moc osiągalną netto tej Jednostki Fizycznej, wyrażoną w MW;

Jeżeli warunek z pkt 16.6.11 [9] został spełniony dla JRM nie uczestniczących aktywnie w bilansowaniu w Okresach Zagorzenia stosuje się wzór:

$$U = \min \left\{ SOM, \sum_{n=1}^{n=m} \max \{ P_{OSn} - OM_{ZNn}, U_{Sn} \} \right\} \quad (3.13.)$$

gdzie:

P_{OSn} – moc osiągalna netto n -tej Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM, gdzie m jest liczbą wszystkich Jednostek Fizycznych wchodzących w skład JRM, wyrażona w MW;

OM_{ZNn} – oznacza:

- (i) maksymalną wielkość mocy, którą może dostarczyć do sieci Jednostka Fizyczna, wskazaną dla n -tej Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM gdzie m jest liczbą wszystkich Jednostek Fizycznych wchodzących w skład danej JRM, wyrażona w MW – jeżeli dokonano jej zgłoszenia albo,
- (ii) moc osiągalną netto tej Jednostki Fizycznej, wyrażoną w MW;

U_{Sn} – moc, która nie może zostać dostarczona do systemu w związku z ograniczeniami sieciowymi wynikającymi z poleceń ruchowych OSP lub OSD, przez n -tą Jednostkę Fizyczną wchodzącą w skład danej JRM, wyrażona w MW.

Jeżeli warunek z pkt 16.6.11 [9] nie został spełniony dla JRM uczestniczących aktywnie w bilansowaniu w Okresach Zagorzenia to $U = 0$.

Jeżeli warunek z pkt 16.6.11 [9] nie został spełniony dla JRM nie uczestniczących aktywnie w bilansowaniu w Okresach Zagrożenia oraz dla wszystkich JRM w Testowym Okresie Zagrożenia:

$$U = \min \left\{ SOM, \sum_{n=1}^{n=m} U_{Sn} \right\} \quad (3.14.)$$

gdzie:

U_{Sn} – moc, która nie może zostać dostarczona do systemu w związku z ograniczeniami sieciowymi wynikającymi z poleceń ruchowych OSP lub OSD, przez n -tą Jednostkę Fizyczną wchodzącą w skład danej JRM, wyrażona w MW.

Wykonaniu obliczeń związanych z obliczeniem WSOM dla danej JRM należy przeprowadzić czy wartość ta jest mniejsza czy też większa od Skorygowanego Obowiązku Mocowego, który należy wypełnić w danym Okresie Zagrożenia. Wartości nadwyżki lub niewykonania obliczane są zgodnie ze wzorami zawartymi w pkt 16.2.37 i 16.2.38 [9]:

$$WOM_{K_z} = \max\{0, (SOM_z - WSOM_z)\} \quad (3.15.)$$

$$WOM_{P_z} = \max\{0, (WSOM_z - SOM_z)\} \quad (3.16.)$$

gdzie:

WOM_{K_z} – wielkość niewykonania OM danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

WOM_{P_z} – wielkość nadwyżki WSOM danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

SOM_z – wielkość Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

$WSOM_z$ – wielkość Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW.

Testowy Okres Zagrożenia

Specjalnym narzędziem umożliwiającym bieżącą weryfikację gotowości JRM do wykonywania OM jest możliwość ogłoszenia przez PSE Testowego Okresu Zagrożenia (TOZ).

Jego ogłoszenie dotyczy wybranych w drodze losowania lub decyzji PSE JRM, nie zaś wszystkich JRM posiadających OM w danej godzinie. Tak samo jak w przypadku „zwykłych” Okresów Zagrożenia musi on zostać ogłoszony przynajmniej na 8 godzin przed jego przeprowadzeniem. Informację o ogłoszonym TOZ otrzymują wskazani przez Dostawcę Mocy użytkownicy PURM oraz tworzona przez dysponenta lista wysyłkowa. PSE ma prawo ogłosić TOZ dla danej JRM raz w kwartale. JRM w trakcie TOZ zobowiązana jest dostarczyć 100% OM posiadanego w trakcie godziny dla której ogłoszono TOZ. W odróżnieniu do metody wyznaczania dostarczanej mocy w OZ, w przypadku obliczeń na potrzeby TOZ uwzględnia się dla wszystkich JRM fizycznie dostarczoną energię elektryczną powiększoną o ubytki sieciowe ograniczające możliwości produkcyjne. W przypadku pozytywnego wyniku testu Dostawca Mocy uprawniony jest do zwrotu dodatkowych kosztów poniesionych na potrzeby przeprowadzenia testu.

W przypadku negatywnego wyniku testu na JRM ciążą następujące konsekwencje:

- zapłata kary za brak wykonania Obowiązku Mocowego zależna od wolumenu niedostarczonej mocy i jednostkowej stawki kar w danym roku dostaw;
- wstrzymanie wypłaty wynagrodzenia za okres od przeprowadzenia testu do zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego;
- brak możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym do zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego;
- po zgłoszeniu gotowości do wykonania obowiązku mocowego PSE ma prawo ponownie przeprowadzić test (nie jest on wyliczany do limitu 1 testu na kwartał).

W celu ograniczenia ryzyka związanego z możliwością ogłoszenia dla danej JRM TOZ w przypadku wystąpienia awarii Jednostki Fizycznej wchodzącej w skład JRM istnieje możliwość zgłoszenia w każdym kwartale 2 zgłoszeń awarii, które uniemożliwiają PSE ogłoszenie dla danej JRM TOZ przez następne 72 godziny. Łącznie z minimalnym czasem dzielącym ogłoszenie TOZ od jego wykonania, daje to Dostawcy Mocy 80 godzin od zgłoszenia awarii bez możliwości przeprowadzenia TOZ. Zgłoszenie awarii nie zwalnia JRM z obowiązku wykonywania OM w trakcie Okresów Zagrożenia.

Przykłady obliczeń wykonania OM przez wybrane typy Jednostek Fizycznych:

1. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

W zależności od statusu jednostki WSOM oblicza się wg. opisanych niżej wzorów.

Jednostka aktywnie uczestnicząca w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{E_{Bh}} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - E_{Bh}\}] + \frac{E_{h2}}{H} + U_h \quad (3.17.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{Bh} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Jednostka nieuczestnicząca aktywnie w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\} + E_{h2}}{H} + U_h \quad (3.18.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

2. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji, zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD oraz przyłączonego bezpośrednio odbiorcę końcowego.

Granicę bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie bezpośrednio przyłączonego odbiorcy końcowego.

W zależności od statusu jednostki WSOM oblicza się wg. opisanych niżej wzorów.

Jednostka aktywnie uczestnicząca w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{E_{Bh}} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - E_{Bh}\}] + \frac{E_{h2} + E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.19.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{Bh} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej dostarczona do odbiorcy końcowego w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Jednostka nieuczestnicząca aktywnie w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\} + E_{h2} + E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.20.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej dostarczona do odbiorcy końcowego w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

3. Jednostka wytwórcza posiadająca 1 generator z 2 torem wyprowadzenia mocy do 2 osobnych OSP/OSD, zasilanie potrzeb własnych z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD

Granicę bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do 1 OSP/OSD;
- 2. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do 2 OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

W zależności od statusu jednostki WSOM oblicza się wg. opisanych niżej wzorów.

Jednostka aktywnie uczestnicząca w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\} + \max\{0, E_{ODh2}\}}{E_{Bh}} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - E_{Bh}\}] + \frac{E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.21.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{ODh2} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{Bh} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Jednostka nieuczestnicząca aktywnie w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\} + \max\{0, E_{ODh2}\} + E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.22.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{ODh2} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

4. 2 jednostki wytwórcze posiadające 2 generatory z osobnymi 2 torami wyprowadzenia mocy do OSP/OSD, obie jednostki posiadają osobne zasilanie potrzeb własnych z produkcji, ale posiadają wspólne zasilanie potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej 1 stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych wspólne z JF 2.

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej 2 stanowią 2 punkty pomiarowe:

- 2. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy do OSP/OSD;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych wspólne z JF 1.

W zależności od statusu jednostek WSOM oblicza się wg. następującego wzoru:

Jednostki aktywnie uczestniczące w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM_{JF1} = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{E_{Bh1}} * [P_{OSWh1} - \max\{0, P_{ZADh1} - E_{Bh1}\}] + \frac{E_{ODh1}}{E_{ODh1} + E_{ODh2}} * \frac{E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.23.)$$

$$WSOM_{JF2} = \frac{\max\{0, E_{ODh2}\}}{E_{Bh2}} * [P_{OSWh2} - \max\{0, P_{ZADh2} - E_{Bh2}\}] + \frac{E_{ODh2}}{E_{ODh1} + E_{ODh2}} * \frac{E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.24.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy Jednostki Fizycznej 1, w godzinie h ;

E_{ODh2} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy Jednostki Fizycznej 2, w godzinie h ;

E_{Bh1} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora nr 1, w godzinie h ;

E_{Bh2} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora nr 2, w godzinie h ;

P_{OSWh1} lub P_{OSWh2} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej 1 lub 2 w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh1} lub P_{ZADh2} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej 1 lub 2 w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Jednostki nieuczestniczące aktywnie w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM_{JF1} = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{H} + \frac{E_{ODh1}}{E_{ODh1} + E_{ODh2}} * \frac{E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.25.)$$

$$WSOM_{JF2} = \frac{\max\{0, E_{ODh2}\}}{H} + \frac{E_{ODh2}}{E_{ODh1} + E_{ODh2}} * \frac{E_{h3}}{H} + U_h \quad (3.26.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{ODh2} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

5. 2 jednostki wytwórcze posiadające 2 generatory ze wspólnym torem wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSP, wspólnym zasilaniem potrzeb własnych połączonych oraz wspólnym zasilaniem potrzeb ogólnych z sieci OSP/OSD.

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych.

W zależności od statusu jednostki WSOM oblicza się wg. opisanych niżej wzorów.

Jednostka aktywnie uczestnicząca w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{E_{Bh1} + E_{Bh2}} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - (E_{Bh1} + E_{Bh2})\}] + \frac{E_{h2}}{H} + U_h \quad (3.27.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{Bh1} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora nr 1, w godzinie h ;

E_{Bh2} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora nr 2, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Jednostka nieuczestnicząca aktywnie w procesach centralnego bilansowania:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\} + E_{h2}}{H} + U_h \quad (3.28.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

- 6. 2 jednostki wytwórcze z czego: pierwsza będąca jednostką aktywnie uczestniczącą w procesach centralnego bilansowania, posiada tor wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSD i zasilanie potrzeb własnych, a także zasila sieć wewnętrzną poprzez punkt bilansowy dla którego składa oferty bilansujące, zaś druga jest jednostką wytwórczą pracującą na potrzeby zasilania wewnętrznej sieci do której przyłączone są odbiory własne właściciela jednostki oraz bezpośrednio przyłączeni odbiorcy końcowi, dodatkowo sieć ta posiada zasilanie z sieci OSP/OSD.**

Granice bilansową takiej Jednostki Fizycznej stanowią 3 punkty pomiarowe:

- 1. pkt pomiarowy – tor wyprowadzenia mocy;
- 2. pkt pomiarowy – zasilanie potrzeb ogólnych;
- 3. pkt pomiarowy – zasilanie bezpośrednio przyłączonego odbiorcy końcowego.

Na potrzeby wyliczeń dostarczanej mocy w obliczeniach używa się również pomiarów w 1. Pkt bilansującym, który nie jest „punktem pomiarowym” w rozumieniu Regulaminu Rynku Mocy.

W związku ze zdefiniowanym statusem tej jednostki jako aktywnie uczestniczącej w procesach centralnego bilansowania WSOM oblicza się wg. następującego wzoru:

$$WSOM = \frac{\max\{0, E_{ODh1}\}}{E_{Bh1}} * [P_{OSWh} - \max\{0, P_{ZADh} - E_{Bh1}\}] + \frac{E_{h2} + E_{h3}}{H} + U_h - E_{Bilh1} \quad (3.29.)$$

gdzie:

E_{ODh1} – ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w 1. punkcie pomiarowym w torze wyprowadzenia mocy danej Jednostki Fizycznej, w godzinie h ;

E_{Bh1} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona na zaciskach generatora nr 2, w godzinie h ;

E_{Bilh1} - ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, zmierzona w punkcie bilansującym nr 1, w godzinie h ;

P_{OSWh} - średnia maksymalna moc Jednostki Fizycznej w kierunku generacji w godzinie h dostępną dla OSP w ramach mechanizmu centralnego bilansowania ze względu na warunki pracy tej jednostki, bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych, wyrażona w MW;

P_{ZADh} - średnia godzinowa moc Jednostki Fizycznej Wytwórczej w godzinie h , zadana przez OSP lub OSD, będąca wynikiem Bieżących Punktów Pracy przekazanych w Bieżącym Planie Koordynacyjnym Dobowym lub planie równoważnym oraz mocy zadanej w wyniku działania układów regulacji, wyrażona w MW;

E_{h2} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 2. punkcie pomiarowym;

E_{h3} – ilość energii elektrycznej dostarczona do odbiorcy końcowego w godzinie h , wyrażona w MWh, zmierzona w 3. punkcie pomiarowym;

U_h - średnia wielkość ubytków wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM w godzinie h , wyrażona w MW;

H – stała przeliczeniowa równa 1 godzinie.

Demonstracja

Dodatkowym obowiązkiem ciążącym na Dostawcach Mocy JRM posiadających OM jest złożenie wniosku potwierdzającego gotowość do wykonywania Obowiązku Mocowego w każdym kwartale roku dostaw.

Szczegóły zasad wykonywania demonstracji określa Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym. [2]

Obowiązek ten polega na wskazaniu 1 godziny w kwartale z zakresu godzin w którym wykonywany jest OM w której moc dostarczana do systemu była równa co najmniej największej wartości OM posiadanego w danym kwartale.

Wskazanie danej godziny polega na:

- dla JRM aktywnie uczestniczących w bilansowaniu - wskazaniu oferty bilansującej, obejmującej co najmniej jedną godzinę, złożonej w odniesieniu do tej jednostki, przyjętej przez operatora i wykonanej na zasadach określonych w IRIESP;
- dla JRM nie uczestniczących aktywnie w bilansowaniu - wskazaniu jednej godziny, w której ta jednostka wytwarzała energię elektryczną zgodnie ze swoim obowiązkiem mocowym.

Jeżeli w odniesieniu do JRM w danym kwartale został ogłoszony TOZ lub jeżeli ogłoszono OZ, uznaje się, że jednostka ta wykazała zdolność do wykonania Obowiązku Mocowego w przypadku uzyskania pozytywnego wyniku TOZ lub wykonania pełnego SOM w OZ.

Jeżeli w pierwszych dwóch miesiącach danego kwartału dostarczenie mocy przez daną JRM w wymaganej wielkości było niemożliwe przez więcej niż 75% liczby godzin, w których można dokonywać demonstracji, ze względu na ograniczenia sieciowe lub polecenia ruchowe OSP lub OSD, Dostawca Mocy, nie później niż 21 dni przed zakończeniem kwartału, może wystąpić z wnioskiem o usunięcie ograniczeń sieciowych lub zaprzestanie wydawania poleceń ruchowych uniemożliwiających dokonanie demonstracji. Usunięcie ograniczeń sieciowych lub zaprzestanie wydawania poleceń ruchowych umożliwiające dokonanie demonstracji powinno obejmować nie mniej niż 75% liczby godzin w okresie pozostałym od dnia złożenia wniosku w sprawie demonstracji. Zaś w przypadku nieusunięcia przez właściwego operatora ograniczeń sieciowych lub niezaprzestania wydawania poleceń ruchowych uniemożliwiających dokonanie

demonstracji w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku uznaje się, że zdolność do wykonania OM została wykazana.

Brak realizacji obowiązku demonstracji dla JRM skutkuje koniecznością zwrotu przez Dostawcę Mocy całego wynagrodzenia tej JRM za kwartał którego dotyczyła demonstracja.

Wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych

Wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych wypłacane jest Dostawcom Mocy w cyklu miesięcznym. Po zakończeniu każdego miesiąca PSE do 7 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca udostępnia Dostawcom Mocy informację o miesięcznym wynagrodzeniu. Na jego podstawie Dostawcy Mocy wystawiają w ciągu 3 dni roboczych fakturę z terminem płatności 21 dni kalendarzowych od daty otrzymania. Można przyjąć, że czas pomiędzy zakończeniem miesiąca, a otrzymaniem wynagrodzenia z tytułu wykonywania OM w tym miesiącu, wynosi 31 dni.

Sposób wyznaczania wynagrodzenia netto w danym miesiący dla JRM określa wzór zawarty w pkt 17.1.4.1. [9]:

$$W_m = \sum_{h=1}^{h=n} \max \left\{ 0, \sum_{k=1}^{k=0} \left(\frac{1000}{L_h} * C_{om_{hk}} \right) * \left(OM_{hk} - \frac{A * OM_{hk}}{\sum_{k=1}^{k=0} OM_{hk}} \right) \right\} \quad (3.30.)$$

gdzie:

W_m – wartość wynagrodzenia netto JRM za miesiąc m , wyrażona w PLN;

h – kolejna godzina miesiąca m , w której może wystąpić OZ, gdzie n jest liczbą taki godzin w miesiącu m ;

k – kolejny OM dotyczący JRM w godzinie h , gdzie o jest liczbą OM dotyczących JRM w godzinie h , z uwzględnieniem transakcji rynku wtórnego;

L_h - liczba godzin, w których może wystąpić OZ w danym roku dostaw;

$C_{om_{hk}}$ – cena k -tego OM w godzinie h , wyrażona w PLN/kW/rok;

A – wolumen mocy o który korygowane jest wynagrodzenie na podstawie art. 63 ustawy, przypadający na każdą godzinę miesiąca m , wyrażony w MW.

Na potrzeby dalszych analiz przyjmuje się wartość $A=0$, czyli analizowane będą jedynie JRM, które nie korzystają z innych systemów wsparcia.

Dla godzin następujących po TOZ zakończonym wynikiem negatywnym do godziny następującej po zgłoszeniu gotowości do wykonywania obowiązków mocowych $C_{om_{nk}} = 0$.

Kary z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego

PSE jest uprawnione do naliczania kar dla Dostawców Mocy za niewykonanie Obowiązku Mocowego w przypadku niedostarczenia wymaganej ilości mocy w Okresie Zagrożenia i Testowym Okresie Zagrożenia.

Wartości kar są przekazywane przez PSE po uzyskaniu odpowiednich danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyczerpaniu się możliwości reklamacji do nich:

- niewykonanie OM w Okresie Zagrożenia w miesiącu m – w terminie do 10. dnia roboczego miesiąca $m+4$;
- negatywny wynik TOZ w miesiącu m – w terminie 5 dni roboczych od 7. dnia roboczego miesiąca $m+2$.

Po przekazaniu informacji o wysokości kary PSE w ciągu 14 dni kalendarzowych wystawia notę księgową z wezwaniem do zapłaty kary w ciągu 14 dni od jej wystawienia.

Na potrzeby dalszych obliczeń przyjęte zostały następujące terminy zapłaty kary:

- niewykonanie OM w Okresie Zagrożenia w miesiącu m – w terminie do 42 dnia kalendarzowego od rozpoczęcia miesiąca $m+4$
- negatywny wynik TOZ w miesiącu m – w terminie 46 dni kalendarzowych od rozpoczęcia miesiąca $m+2$

Karę za niewykonanie OM w Okresach Zagrożenia oblicza się według wzoru zawartego w pkt 17.2.2.1. [9]:

$$K_N = \sum_{z=1}^{z=j} \max\{0, (WOM_{K_z} - ROM_{rozl_z}) * SK_n * H\} \quad (3.31)$$

gdzie:

K_N – wysokość miesięcznej kary za niewykonanie OM w Okresach Zagrożenia, wyrażona w PLN;

z – kolejny Okres Zagrożenia, gdzie j jest liczbą OZ w danym miesiącu;

WOM_{K_z} – wielkość niewykonania OM danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

ROM_{rozl_z} – wielkość będąca rozliczeniem niewykonania OM poprzez przeprowadzenie transakcji realokacji, w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , obliczona w sposób określony w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym., wyrażona w PLN/MW/h;

H – stała przeliczeniowa wynosząca 1 godzinę.

Karę dla Testowego Okresu Zagrożenia zakończonemu wynikiem negatywnym kalkuluje się analogicznie do wzoru zawartego w pkt 17.2.2.1. [9] bez uwzględniania czynnika $ROM_{rozl_z} = 0$.

Kary dla danej JRM nie mogą przekroczyć dwóch limitów:

- rocznego – równego dwukrotności iloczynu największego łącznego OM posiadanego przez JRM w danym roku na moment naliczenia kary oraz największej ceny zamknięcia aukcji mocy dotyczącej danego roku dostaw;
- miesięcznego – 1 / 5 limitu rocznego w momencie naliczania kary.

W przypadku przekroczenia tych limitów, najpóźniej do 15 maja następnego roku limity kar oraz należne kary obliczane są ponownie i na tej podstawie korygowane są wcześniej wystawione noty księgowe.

Premia roczna za dostarczenie mocy ponad Skorygowany Obowiązek Mocowy

Jednostki Rynku Mocy, które w Okresach Zagrożenia wykonały Skorygowany Obowiązek Mocowy ponad wskazaną wartość i nie przekazały nadwyżki WSOM w ramach transakcji realokacji do innych JRM uzyskują prawo do partycypowania w podziale premii rocznej. Prawo do premii posiadają również JRM nie posiadające OM w danym roku, ale posiadające certyfikat uprawniający do udziału w rynku wtórnym.

Premia obliczana jest według wzoru zawartego w pkt 17.3.2.1. [9]:

$$P_r = \frac{1}{1 + S_{VAT}} * S_{kz} * \frac{\sum_{z=1}^{z=j} \max\{0, (WOM_{P_z} - ROM_{wyk_z})\}}{\sum_{z=1}^{z=j} \sum_{n=1}^{n=m} \max\{0, (WOM_{P_{zn}} - ROM_{wyk_{zn}})\}} \quad (3.32.)$$

gdzie:

P_r – wysokość premii netto należnej JRM, wyrażona w PLN;

S_{VAT} – stawka podatku VAT;

S_{kz} – suma środków pieniężnych zgromadzonych z tytułu kar za niewykonanie obowiązku mocowego w danym roku dostaw, wyrażona w PLN;

z – kolejny Okres Zagrożenia w roku dostaw, gdzie j jest łączną liczbą OZ w danym roku dostaw;

n – kolejne JRM objęte OM w danym roku dostaw, gdzie m jest liczbą wszystkich JRM objętych OM w danym roku dostaw;

WOM_{P_z} – wielkość nadwyżki WSOM danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

ROM_{wyk_z} – wielkość WSOM wykorzystaną do rozliczenia niewykonania OM przez inną JRM w ramach transakcji realokacji w Okresie Zagrożenia z , wyrażoną w MW;

$WOM_{P_{zn}}$ – wielkość nadwyżki wykonania OM n -tej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

$ROM_{wyk_{zn}}$ – wielkość WSOM przez n -tą JRM, wykorzystaną do rozliczenia niewykonania OM przez inną JRM w ramach transakcji w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW.

Dodatkowym warunkiem dotyczącym wypłaty premii jest limit ustalający jej maksymalną wartość określony wzorem zawartym w pkt 17.3.2.2 [9]:

$$L_P = \frac{1}{1 + S_{VAT}} * \sum_{z=1}^{z-j} \{ \max[0, (WOM_{P_z} - ROM_{wyk_z})] * 2 * SK_n \}$$

(3.33.)

gdzie:

S_{VAT} – stawka podatku VAT;

z – kolejny Okres Zagrożenia w roku dostaw, gdzie j jest łączną liczbą OZ w danym roku dostaw;

WOM_{P_z} – wielkość nadwyżki WSOM danej JRM w Okresie Zagrożenia z , wyrażona w MW;

ROM_{wyk_z} – wielkość WSOM wykorzystaną do rozliczenia niewykonania OM przez inną JRM w ramach transakcji realokacji w Okresie Zagrożenia z , wyrażoną w MW;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , obliczona w sposób określony w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym., wyrażona w PLN/MW/h.

4. Strategia realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy

Jak wspomniano wcześniej w rozdziale 1.3 uczestnictwo jednostek wytwórczych w Rynku Mocy znacząco różni się od uczestnictwa w rynku energii. Regulacje dotyczące funkcjonowania Rynku Mocy, a także jego specyfika pod kątem ilości i rodzaju uczestników rynku sprawia, że konieczne jest opracowanie nowych strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy. Niemożliwym jest stosowanie dotychczasowych zasad funkcjonowania na rynku energii ze względu na większe ryzyka związane z karami, ale również brak dostosowania może spowodować mniejsze niż optymalne przychody z Rynku Mocy. Nie możliwym jest również przeniesienie metod możliwych do zastosowania w innych krajach, ponieważ Rynek Mocy w formie jaką zaimplementowano w Polsce, mimo podobieństw do innych tego typu rozwiązań, wykreował własny zbiór zasad i założeń istotnie wpływających na funkcjonowanie na nim jednostek wytwórczych.

Opracowywana strategia powinna odzwierciedlać specyfikę każdego z etapów funkcjonowania Rynku Mocy dlatego konieczny jest podział na następujące części opracowywanej strategii:

- **Strategia rynku pierwotnego** (długoterminowa) na potrzeby Aukcji Głównych i Aukcji Dodatkowych,
- **Strategie rynku wtórnego:**
 - Strategia **średnioterminowa** rynku wtórnego,
 - Strategia **krótkoterminowa** rynku wtórnego,
- **Strategia wykonywania Obowiązków Mocowych.**

Przedstawiane strategie będą uwzględniać obszary w których istnieje możliwość wypracowania uniwersalnej metody zarządzania udziałem w Rynku Mocy. Szczególne warunki dotyczące danych jednostek możliwe są do dodania do opracowanych metod poprzez zastosowanie odpowiednich założeń lub uzupełnienia metod o dodatkowe czynniki. W kolejnych rozdziałach zostaną opisane scenariusze możliwych działań, założenia i dane wsadowe niezbędne do opracowania danej strategii oraz opracowanie metody wyznaczania optymalnych działań w tym zakresie.

Przy tworzeniu strategii w każdej z form działalności gospodarczej występuje zagadnienie ryzyka, które jest nierozłącznym elementem nawet codziennego życia i naturalnym jest to, że możliwe są różne podejścia do podobnych decyzji. O ile, w sprawach prywatnych w których podejmowanie decyzji zależy może od doświadczenia lub cech osobowości, które wpływają

na to, że jesteśmy w stanie podejmować mniej lub bardziej ryzykowne decyzje to stawiamy na szali własne środki. W przypadku działalności gospodarczej konieczne jest opracowanie określonego podejścia do analizy i oceny ryzyka na podstawie których będą podejmowane decyzje związane z działalnością, ponieważ są one często związane z zarządzaniem kapitałem będącym współwłasnością akcjonariuszy, a także prawnych obowiązków wynikających min. z Kodeksu Spółek Handlowych. Dla jednego podmiotu celem podejmowania decyzji jest utrzymanie bezpiecznego przychodu, dla innych maksymalizacja go przy akceptacji wyższego poziomu ryzyka, dla pozostałych podejmowanie działań w zakresie w którym oba te podejścia są zrównoważone. Opisywane w tym rozdziale działania związane z wyborem konkretnej strategii oraz założeń do ich realizacji wymagają w znacznej części wypracowania procesów zarządzania ryzykiem. Na potrzeby tej rozprawy obszar ten został syntetycznie opisany w celu wprowadzenia do zagadnień poruszanych w dalszych rozdziałach.

Istnieje wiele definicji ryzyka, ale na podstawie [52] można wyróżnić 3 wspólne elementy niemal każdej z nich:

- Jest to możliwa sytuacja, która ma wpływ na oczekiwany wynik;
- Prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji
- Związek pomiędzy ww. elementami.

W przeciwieństwie do zdarzeń pewnych, których efekt jest znany, oraz niepewnych, których skutki nie są możliwe do określenia, zdarzenia ryzykowne są tymi, których wystąpienie i efekt możemy opisać posługując się rachunkiem prawdopodobieństwa. Ryzyka występują pod postacią różnych zdarzeń związanych zarówno z czynnikami fizycznymi (np. pogoda), jak i związanymi z funkcjonowaniem rynków (np. ceny produktów) lub wskaźnikami finansowymi (np. stopy procentowe, kursy walut).

Według [52] zarządzanie ryzykiem nie powinno stanowić oddzielnego aspektu prowadzenia działalności gospodarczej, ale być częścią wszystkich procesów, od planowania poprzez wykonanie po ocenę wyników. Dzięki temu możliwe będzie przeprowadzenie optymalnych działań zgodnie z założeniami stawianymi sobie przez firmę. Jak wskazuje [53] zarządzanie ryzykiem jest procesem kluczowym dla strategicznego zarządzania organizacją, pozwalającym na racjonalne i w odpowiednim czasie reagowanie na niewiadome, jakie mogą powstać na skutek działalności biznesowej.

Na początku wdrożenia zarządzania ryzykiem konieczne jest ustalenie postaw wobec wybranych ryzyk [52]:

- **neutralność** – podejmowanie decyzji, gdy szanse na osiągnięcie zysku przewyższają niebezpieczeństwo poniesienia straty;
- **awersja** – niechętnie podejmowanie ryzyka, decyzje podejmowane tylko w przypadku, gdy szanse na osiągnięcie zysku zdecydowanie przewyższają niebezpieczeństwo poniesienia straty, najczęściej wynikiem tych decyzji jest niski zysk;
- **skłonność** – chętnie podejmowanie ryzyka, decyzje podejmowane również w przypadku, gdy niebezpieczeństwo poniesienia straty przewyższa szansę na osiągnięcie potencjalnego zysku, który jest zazwyczaj na tyle wysoki, że może to zrekompensować inne porażki.

Jak wskazuje [52] wybór ryzykownych strategii, może często powodować konieczność utrzymywania zabezpieczeń w celu uniknięcia wysokich strat, a ich koszt w połączeniu z potencjalnym zyskiem może być porównywalny z realizacją mniej ryzykownych strategii. Z drugiej strony, celem zarządzania ryzykiem nie jest ich całkowite unikanie, ponieważ może to powodować brak rozwoju firmy, a finalnie upadłość.

Na podstawie [52] oraz [53] w uproszczony sposób, zależny od wybranej metodyki, zarządzanie procesami możemy podzielić na następujące najważniejsze etapy:

- Określenie celów strategicznych i planowanie procesu zarządzania ryzykiem – polega na zebraniu wytycznych do dalszych działań, które będą realizacją założeń lub będą przybliżać firmę do osiągnięcia obranych celów.
- Identyfikacja, klasyfikacja i ocena ryzyka – polega na zebraniu wszystkich czynników ryzyka jakie mogą wystąpić przy prowadzenia działalności, określeniu ich skutków oraz prawdopodobieństwa wystąpienia, co finalnie daje możliwość określenia wpływu danego ryzyka na prowadzoną działalność.
- Określenie sposobów reagowania na ryzyka – polega na stworzeniu wytycznych mających na celu zminimalizowanie wystąpienia negatywnych skutków wystąpienia ryzyka lub zwiększania szans na materializację się zysków.
- Monitorowanie ryzyka – polega na ciągłym kontrolowaniu zidentyfikowanych ryzyk oraz sprawdzaniu czy nie wystąpiły nowe czynniki lub jeśli doszło do zmaterializowania się któregoś z ryzyk określenia jego skutków, etap ten jest prawdopodobnie najważniejszy ponieważ wnioski z tych działań w najdokładniejszy możliwy sposób zbliżają firmę do jeszcze lepszego zarządzania ryzykiem na wszystkich wcześniejszych etapach realizowanych iteracyjnie.

4.1. Strategia rynku pierwotnego (długoterminowa)

4.1.1. Scenariusze działań w ramach strategii rynku pierwotnego

Charakter strategii i możliwych scenariuszy wynika z ograniczeń jakie nakłada na Dostawców Mocy kształt funkcjonowania aukcji. W pierwszej kolejności na 3 miesiące przed aukcją podawany jest wolumen oferowanej mocy, a następnie odbywa się aukcja w której posiadamy możliwość wyjścia z niej przy podaniu określonej ceny wyjścia.

W związku z tym scenariusze możemy podzielić na:

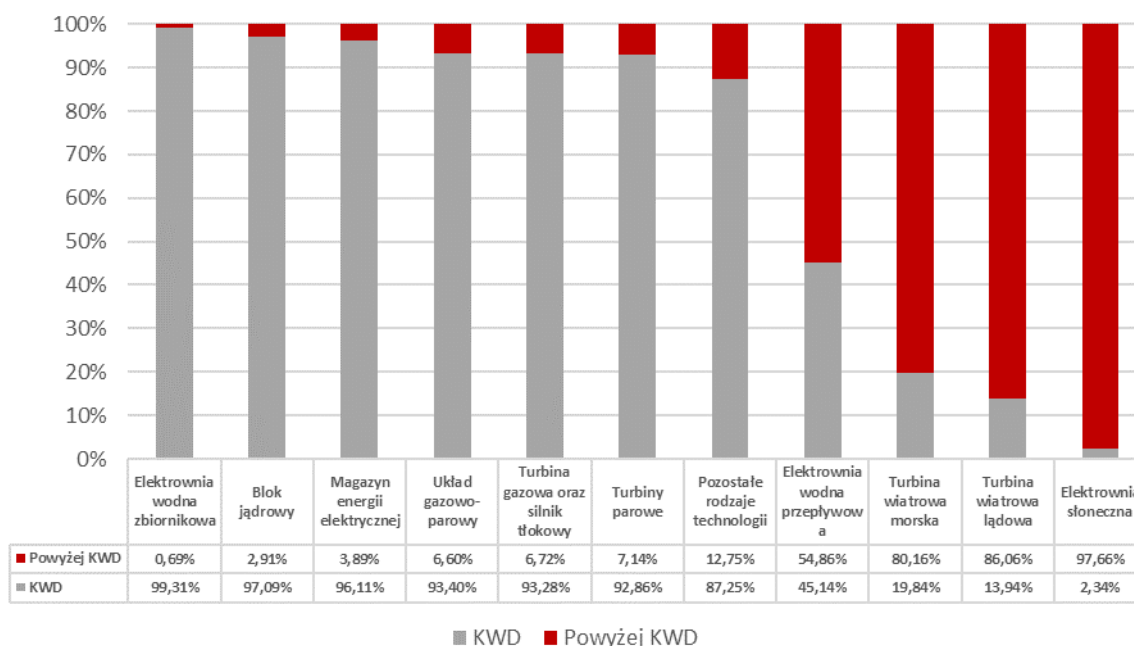
- **Scenariusze wolumenowe** - konieczne są do zdefiniowania na etapie certyfikacji do aukcji, bez możliwości późniejszej zmiany:
 - **Scenariusz maksymalnego wolumenu,**
 - **Scenariusz optymalnego wolumenu,**
 - **Scenariusz bezpiecznego wolumenu.**
- **Scenariusze cenowe** – wstępnie należy je przeanalizować na etapie certyfikacji, ale finalna ich realizacja odbywa się w trakcie aukcji:
 - **Scenariusz biernego uczestnictwa w aukcji,**
 - **Scenariusz pokrycia kosztów stałych,**
 - **Scenariusz ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów,**
 - **Scenariusz NPV>0 dla inwestycji.**
- **Scenariusz braku udziału w aukcji**

Scenariusze wolumenowe

Scenariusz maksymalnego wolumenu

Scenariusz maksymalny zakłada zaoferowanie największego możliwego Obowiązku Mocowego na aukcji. Jest on ograniczony iloczynem Korekcyjnego Współczynnika Dyspozycyjności (KWD) i mocy osiągalnej netto JRM. W zależności od technologii wytwarzania może on wynosić, na przykładzie KWD na rok 2026, od 2,34% dla elektrowni słonecznych do 99,31% elektrowni wodnych zbiornikowo-przepływowych, zbiornikowych z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowych z członem pompowym.

KWD poszczególnych technologii wytwarzania energii



Rysunek 22 - Wartości Korekcyjnych Współczynników Dyspozycyjności dla poszczególnych technologii na podstawie [8]

Wartość KWD bazująca na historycznych dostępnościach jednostek w danej technologii teoretycznie określa bezpieczny poziom mocy, jaki dana jednostka może przedstawić w ofercie na aukcji. Jest to również ograniczenie w zakresie wolumenu przyjmowanego przez JRM na rynku wtórnym bez ograniczeń czasowych. W praktyce decyzja o zaoferowaniu optymalnego i/lub bezpiecznego poziomu mocy zależy od analizy możliwości wytwórczych danej jednostki i określonych kryteriów oceny.

Celem oferowania maksymalnej możliwej mocy jest otrzymanie największych możliwych przychodów dla danej jednostki i akceptacja zagrożeń związanych z realizacją tego scenariusza.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Możliwość uzyskania w ramach aukcji najwyższego możliwego przychodu w przypadku gdy:
 - Wartość maksymalna jest mniejsza lub równa wartości uzyskanej w analizach optymalnego i bezpiecznego wolumenu mocy.
 - Nie zmaterializują się żadne ryzyka związane z niewykonaniem OM w Okresach Zagrożenia i Testowych Okresach Zagrożenia.
- Możliwość skorygowania profilu posiadanych Obowiązków Mocowych do okresowych ubytków mocy poprzez transakcje na rynku wtórnym w okresach w których nie istnieje możliwość wykonania pełnego posiadanego Obowiązku Mocowego.
- Możliwość wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, a przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.
- Rezerwa wynikająca z różnicy pomiędzy mocą osiągalną netto, a iloczynem KWD i mocy osiągalnej netto daje możliwość uzyskiwania dodatkowych przychodów w ciągu 300 godzin rocznie.

Ryzyka:

- W przypadku występowania zdarzeń zmniejszających możliwość wykonania części (ubytki związane z warunkami meteorologicznymi, usterki techniczne) lub całości (awarie, remonty) Obowiązku Mocowego może zaistnieć konieczność zbycia tego wolumenu na rynku wtórnym. Ze względu na ograniczoną liczbę JRM uczestniczących w rynku wtórnym oraz posiadanych przez nich rezerw umożliwiających przyjęcie dodatkowego OM istnieje ryzyko braku możliwości przeniesienia OM na inną JRM. Wystąpienie takiej sytuacji bądź nie podjęcie działań w celu zabezpieczenia ubytków spowodować może następujące konsekwencje, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowym w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_z$ w danym Okresie Zagrożenia.

- Konieczność zbilansowania WOM_{K_z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n .
 - W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_z} na daną JRM nakładana jest kara będąca iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia, dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.
- Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
- Uzyskanie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku, gdy wolumen dostarczonej mocy jest mniejszy niż wolumen posiadanego Obowiązku Mocowego. W przypadku TOZ istnieje obowiązek dostarczenia 100% OM, bez skorygowania stosowanego w Okresach Zagrożenia.
 - Negatywny wynik TOZ skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynem wolumenu Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Testowy Okres Zagrożenia może być ogłoszony raz na kwartał. W przypadku negatywnego wyniku i braku zgłoszenia gotowości JRM nie może zostać

ogłoszony ponowny TOZ. W przypadku negatywnego wyniku, a następnie przekazaniu informacji o gotowości do dostarczania mocy, może być on ogłoszony ponownie, aż do momentu uzyskania pozytywnego wyniku.

- Możliwość zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:
 - Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
 - Uzyskał negatywny wynik TOZ.

Scenariusz optymalnego wolumenu

Funkcją celu przy określaniu optymalnego wolumenu jaki dana JRM powinna zaoferować w ramach aukcji będzie zysk netto JRM w danym okresie. Zysk netto JRM jest różnicą pomiędzy potencjalnymi przychodami netto uzyskiwanymi z umowy mocowej zawartej na drodze aukcji, a potencjalnymi karami netto płaconymi przez Dostawcę Mocy i kosztami jakie są związane z przyjęciem Obowiązku Mocowego. Szukaną mocą optymalną jest taka, dla której wartość zysku netto jest największa.

Scenariusz optymalnego wolumenu pozwala na rozdzielenie go dodatkowo na wiele scenariuszy pochodnych, dzięki możliwości zastosowania różnych założeń do obliczeń wynikających ze specyfiki danej jednostki, zarządzania ryzykiem przez Dostawcę Mocy oraz dostępnych danych technicznych lub planistycznych.

Przyjęcie takiego scenariusza wiąże się z akceptacją zarówno pomniejszenia przychodów w związku z przyjęciem wolumenu mniejszego niż maksymalny poziom Obowiązku Mocowego, jak i możliwości poniesienia kar w przypadku, gdy moc JRM spadnie poniżej posiadanego Obowiązku Mocowego. W metodzie wyznaczania optymalnego wolumenu istotnym jest zrównoważenie wzrostu wolumenu mocy i przysługującemu z tego tytułu wynagrodzenia ze wzrastającym z ryzykiem kar z tytułu niewykonania dodatkowego Obowiązku Mocowego i dodatkowymi kosztami z tego wynikającymi.

Jak wspomniano wyżej metoda ta polega na znalezieniu takiego Obowiązku Mocowego oferowanego na aukcji dla którego zysk netto będący jego funkcją osiąga wartość maksymalną.

Zysk netto definiujemy wzorem:

$$Z_{nOM_{OF}} = F_{wynOM_{OF}} - F_{karyOM_{OF}} - F_{kosztyOM_{OF}} \quad (4.1.1.)$$

gdzie:

$Z_{nOM_{OF}}$ – zysk netto uzyskany dzięki przyjęciu oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażony w PLN;

$F_{wynOM_{OF}}$ – przychód z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego uzyskany dzięki przyjęciu oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażony w PLN;

$F_{karyOM_{OF}}$ – potencjalne kary mogące wystąpić w trakcie wykonywania oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażone w PLN;

$F_{kosztyOM_{OF}}$ – dodatkowe koszty związane z przyjęciem oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażone w PLN.

Przyjęcie Obowiązku Mocowego daje prawo do uzyskania wynagrodzenia z tytułu jego wykonywania. Wartość wynagrodzenia zależna jest od wolumenu zaoferowanego Obowiązku Mocowego, ceny Obowiązku Mocowego oraz okresu którego dotyczy aukcja (rok czy kwartał). Przychód z tytułu wynagrodzenia za wykonywanie Obowiązków Mocowych zapisujemy wzorem:

$$F_{wynOM_{OF}} = OM_{OF} * C_{OM_{zał}} * \frac{h_{OM_{OF}} * 1000}{L_H} \quad (4.1.2.)$$

gdzie:

$F_{wynOM_{OF}}$ – przychód z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego uzyskany dzięki przyjęciu oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażony w PLN;

OM_{OF} – oferowany w aukcji Obowiązek Mocowy, wyrażony w MW;

$C_{OM_{zał}}$ – założona na potrzeby obliczeń cena Obowiązku Mocowego, wyrażona w PLN/kW;

$h_{OM_{OF}}$ – liczba godzin w których będzie wykonywany oferowany Obowiązek Mocowy;

L_H – liczba wszystkich godzin w którym może być wykonywany Obowiązek Mocowy w roku dostaw, którego dotyczy aukcja.

Założona cena Obowiązku Mocowego $C_{OM_{zał}}$ jest zmienną która może wpływać na wynik obliczeń mocy optymalnej. Przy założeniu wysokich wartości $C_{OM_{zał}}$ bardziej opłacalne jest oferowanie wyższego wolumenu Obowiązku Mocowego, zaś przy niższych wartościach $C_{OM_{zał}}$ moc optymalna będzie na niższym poziomie. W skrajnym przypadku, przy cenie minimalnej aukcji (lub nieco wyższej) optymalny wolumen mocy będzie wynosić 0, co oznacza, że uczestnictwo w aukcji przy takich założeniach nie przynosi korzyści, a może wręcz powodować straty. Bardziej szczegółowo zagadnienie to zostało opisane w dalszej części analizy.

Pierwszym z czynników dla których oferowanie maksymalnego możliwego Obowiązku Mocowego może nie być optymalnym podejściem pod kątem wyniku finansowego są potencjalne kary. Mogą one zostać nałożone na JRM z powodu niewykonania Obowiązku Mocowego w czasie Okresów Zagrożenia lub Testowych Okresów Zagrożenia. Na potrzeby tych obliczeń konieczne jest zidentyfikowanie zmiennych mających wpływ na moc netto jednostki wytwórczej. Zagadnienie to zostało opisane w założeniach do opracowywania strategii aukcyjnej. Na potrzeby tej analizy zakłada się, że główną zmienną mającą wpływającą na moc netto badanej jednostki wytwórczej jest temperatura, zaś pozostałe założenia będą miały wartość stałą.

Wartość potencjalnych kar obliczana jest w następujący sposób:

- Obliczana jest różnica pomiędzy Oferowanym Obowiązkiem Mocowym, a iloczynem prognozowanej mocy netto w temperaturze t , współczynnika degradacji oraz korekty związanej z założeniem rezerwy mocy. W dalszych obliczeniach istotne jest by wziąć pod uwagę tylko dodatnie wartości tego równania określające poziom prognozowanego niewykonania Obowiązku Mocowego.
- Poziom prognozowanego niewykonania Obowiązku Mocowego przy danej temperaturze t jest następnie mnożony przez współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia temperatury t w danym okresie oraz współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w danym okresie określając jaki jest prawdopodobny wolumen niewykonania Obowiązku Mocowego w danej temperaturze t .

- Następnie obliczenia te wykonuje się dla każdej z temperatur t z zakresu pomiędzy najmniejszą i największą temperaturą i sumuje. Wynikiem tego działania jest łączny wolumen niewykonania Obowiązku Mocowego w całym analizowanym okresie.
- Wolumen ten mnożony jest następnie przez liczbę godzin w których może być wykonywany Obowiązek Mocowy w danym okresie oraz prognozowaną jednostkową stawkę kar w roku dostaw n .
- Wynikiem tego działania jest wartość potencjalnych kar jakie dana JRM może ponieść przy zaoferowaniu określonego Obowiązku Mocowego.

Dla aukcji głównej na rok dostaw n wzór będzie miał postać:

$$F_{kary_{OM_{OF}}} = L_{HYn} * SK_n^* * \sum_{t=t_{min}}^{t=t_{max}} \max\{0, [OM_{OF} - P_{netto_t} * W_{degr_n} * (1 - R)] * W_{PYt_{0t}} * W_{POZYn}\} \quad (4.1.3.)$$

Dla aukcji dodatkowej na kwartał q roku dostaw n wzór będzie miał postać:

$$F_{kary_{OM_{OF}}} = L_{HQqn} * SK_n^* * \sum_{t=t_{min}}^{t=t_{max}} \max\{0, [OM_{OF} - P_{netto_t} * W_{degr_n} * (1 - R)] * W_{PQqt_{0t}} * W_{POZQqn}\} \quad (4.1.4.)$$

gdzie:

$F_{kary_{OM_{OF}}}$ – potencjalne kary mogące wystąpić w trakcie wykonywania oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażone w PLN;

L_{HYn} – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n ;

L_{HQqn} – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w kwartale q roku dostaw n ;

t – temperatura otoczenia dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;

t_{min} – najmniejsza temperatura dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;

t_{max} – największa temperatura dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;

OM_{OF} – oferowany Obowiązek Mocowy dla którego przeprowadzane są obliczenia, wyrażony w MW;

P_{netto_t} – moc netto Jednostki Rynku Mocy przy temperaturze otoczenia t , wyrażona w MW;

W_{degr_n} – współczynnik degradacji zmniejszający modelową moc netto JRM;

R – rezerwa mocy netto zakładana w analizie;

$W_{PYt_{0t}}$ – współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia w roku temperatury otoczenia t ;

$W_{PQqt_{0t}}$ – współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia w kwartale q temperatury otoczenia t ;

W_{POZY_n} – współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w ciągu roku dostaw n ;

$W_{POZQ_{qn}}$ – współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w ciągu kwartału q roku dostaw n ;

SK_n^* – prognozowana jednostkowa stawka kary na rok dostaw n , wyrażona w PLN/MW.

Drugim czynnikiem ograniczającym wynik finansowy związany z przyjęciem Obowiązku Mocowego są koszty zmienne związane z jego przyjęciem, które mają na celu zapewnienie gotowości do wykonania OM np. zakup zdolności przesyłowych dla gazu lub zakup dodatkowego paliwa. W zależności od rodzaju i charakteru pracy jednostki można założyć, że część z tych kosztów ponoszona byłby niezależnie od przyjęcia Obowiązku Mocowego lub ich poniesienie wynika wprost z konieczności wykonania Obowiązku Mocowego. Dodatkowe koszty obliczane są jako całka oznaczona po poziomie Obowiązku Mocowego od 0 do OM_{OF} dla funkcji jednostkowych kosztów zmiennej zależnej od poziomu Obowiązku Mocowego. Wartość dodatkowych kosztów określona jest wzorem:

$$F_{koszty_{OM_{OF}}} = \int_0^{OM_{OF}} k_{Z_n}(OM) dOM \quad (4.1.5.)$$

gdzie:

$F_{koszty_{OM_{OF}}}$ – dodatkowe koszty związane z przyjęciem oferowanego w aukcji Obowiązku Mocowego OM_{OF} , wyrażone w PLN;

OM_{OF} – oferowany Obowiązek Mocowy dla którego przeprowadzane są obliczenia, wyrażony w MW;

$k_{Z_n}(OM)$ – funkcja jednostkowych kosztów zmiennych zależna od poziomu przyjmowanego Obowiązku Mocowego, wyrażona w PLN/MW.

Dalsze obliczenia polegają na wyszukiwaniu takiej wartości OM_{OF} dla której wartość $Z_{nOM_{OF}}$ jest największa. Przedmiotem analizy nie było znalezienie optymalnej metody przeprowadzenia tego etapu obliczeń. W zastosowaniach praktycznych wystarczającymi narzędziami obliczeniowymi były prosty skrypt w języku R lub dodatek Solver w programie MS Excel ze względu na mały zakres oraz występowanie tylko jednej zmiennej.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Możliwość uzyskania najwyższego potencjalnego zysku netto z tytułu wykonywania OM uzyskanego w ramach aukcji przy uwzględnieniu potencjalnych kar.
- Możliwość skorygowania lub uzupełnienia profilu posiadanych Obowiązków Mocowych:
 - Do okresowych ubytków mocy poprzez transakcje na rynku wtórnym w okresach w których nie istnieje możliwość wykonania pełnego posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Poprzez transakcje na rynku wtórnym w okresach w których istnieje możliwość dostarczenia wyższej mocy niż OM w celu wykorzystania posiadanych rezerw mocy pomiędzy przyjętym OM, a iloczynem KWD i mocy osiągalnej netto do uzyskiwania dodatkowych przychodów przez nieograniczoną liczbę godzin w roku.
 - Rezerwa wynikająca z różnicy pomiędzy mocą osiągalną netto, a iloczynem KWD i Mocy osiągalnej netto daje możliwość uzyskiwania dodatkowych przychodów w ciągu 300 godzin rocznie.
- Możliwość oferowania realokacji WSOM w przypadku wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie w której dostarczana moc była większa niż SOM.
- Możliwość wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.

- Ograniczenie ryzyka braku rezerw na rynku wtórnym w przypadku konieczności przenoszenia Obowiązku Mocowego w sytuacjach, gdy możliwa do dostarczenia moc jest niższa od posiadanego OM.

Ryzyka:

- Mimo przyjęcia mniejszego Obowiązku Mocowego, w przypadku występowania zdarzeń zmniejszających możliwość wykonania części (ubytki związane z warunkami meteorologicznymi, usterki techniczne) lub całości (awarie, remonty) Obowiązku Mocowego istnieje konieczność zbycia tego wolumenu na rynku wtórnym, choć wolumen i okresy których dotyczy ten problem, są mniejsze niż w przypadku maksymalnego wolumenu. Ze względu na ograniczoną liczbę JRM uczestniczących w rynku wtórnym oraz posiadanych przez nich rezerw umożliwiających przyjęcie dodatkowego OM istnieje ryzyko braku możliwości przeniesienia OM na inną JRM. Wystąpienie takiej sytuacji bądź nie podjęcie działań w celu zabezpieczenia ubytków spowodować może następujące konsekwencje, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowym w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia.
 - Konieczność zbilansowania WOM_{K_z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n .
 - W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_z} na daną JRM nakładana jest kara będąca iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia, dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.

- Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku, wolumen dostarczonej mocy jest mniejszy niż wolumen posiadanego Obowiązku Mocowego. W przypadku TOZ istnieje obowiązek dostarczenia 100% OM, bez skorygowania stosowanego w Okresach Zagrożenia.
 - Negatywny wynik TOZ skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynu wolumenu Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Testowy Okres Zagrożenia może być ogłoszony raz na kwartał. W przypadku negatywnego wyniku i braku zgłoszenia gotowości JRM nie może zostać ogłoszony ponowny TOZ. W przypadku negatywnego wyniku, a następnie przekazaniu informacji o gotowości do dostarczania mocy, może być on ogłoszony ponownie, aż do momentu uzyskania pozytywnego wyniku.
- Możliwość zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:
 - Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
 - Uzyskał negatywny wynik TOZ.

Scenariusz bezpiecznego wolumenu

Kolejnym scenariuszem możliwym do przyjęcia w ramach opracowywania strategii wolumenowej jest przyjęcie strategii bezpiecznej. Celem obrania takiej strategii jest zminimalizowanie wszelkich ryzyk związanych z możliwością niewykonania Obowiązku Mocowego. W takiej strategii konieczne jest określenie mocy którą dana JRM jest w stanie dostarczyć na stałym bezpiecznym poziomie w danym okresie, wyłączając z tego okres remontów lub występowanie awarii. Takie podejście ma na celu uzyskanie stałego i pewnego przychodu bez konieczności podejmowania dodatkowych działań w ramach bieżącego bilansowania poziomu posiadanego OM względem prognozowanych możliwości dostarczania mocy. Przyjęcie takiej strategii może być również dobre w przypadku występowania wielu niewiadomych, szczególnie w przypadku opracowywania strategii na aukcje główne odbywające się 5 lat przed okresem dostaw. Jedynymi czynnikami ryzyka, których nie da się na tym etapie zabezpieczyć są remonty oraz ewentualne awarie JRM. Realizacja tego scenariusza jest również rekomendowana dla jednostek dla których przychody z rynku mocy będą stanowić tylko dodatkowe źródło przychodów i nie możliwe jest zaangażowanie większych zasobów w celu jego obsługi.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Brak ryzyka ponoszenia kar w związku ze zwykłą eksploatacją danej JRM.
- Możliwość uzupełnienia profilu posiadanych Obowiązków Mocowych:
 - Poprzez transakcje na rynku wtórnym w okresach w których istnieje możliwość dostarczenia wyższej mocy niż OM w celu wykorzystania posiadanych rezerw mocy pomiędzy przyjętym OM, a iloczynem KWD i mocy osiągalnej netto do uzyskiwania dodatkowych przychodów przez nieograniczoną liczbę godzin w roku.
 - Rezerwa wynikająca z różnicy pomiędzy mocą osiągalną netto, a iloczynem KWD i Mocy osiągalnej netto daje możliwość uzyskiwania dodatkowych przychodów w ciągu 300 godzin rocznie.
- Możliwość oferowania realokacji WSOM w przypadku wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie w której dostarczana moc była większa niż SOM.

- Możliwość wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.
- Eliminacja ryzyka braku rezerw na rynku wtórnym w przypadku konieczności przenoszenia Obowiązku Mocowego w sytuacjach, gdy możliwa do dostarczenia moc jest niższa od posiadanego OM.

Ryzyka:

- Mimo przyjęcia bezpiecznego wolumenu Obowiązku Mocowego, w przypadku występowania zdarzeń zmniejszających możliwość wykonania całości Obowiązku Mocowego, takich jak awarie i remonty, istnieje konieczność zbycia tego wolumenu na rynku wtórnym. Co ważne, wolumen i okresy których dotyczy ten problem, są znacznie mniejsze niż w przypadku maksymalnego wolumenu lub optymalnego wolumenu. Ze względu na ograniczoną liczbę JRM uczestniczących w rynku wtórnym oraz posiadanych przez nich rezerw umożliwiających przyjęcie dodatkowego OM istnieje ryzyko braku możliwości przeniesienia OM na inną JRM w przypadku ww. zdarzeń. Wystąpienie takiej sytuacji bądź nie podjęcie działań w celu zabezpieczenia ubytków spowodować może następujące konsekwencje, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowym w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia.
 - Konieczność zbilansowania WOM_{K_z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n .
 - W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_z} na daną JRM nakładana jest kara będąca

iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n .

- Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia, dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.
- Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku, wolumen dostarczonej mocy jest mniejszy niż wolumen posiadanego Obowiązku Mocowego. W przypadku TOZ istnieje obowiązek dostarczenia 100% OM, bez skorygowania stosowanego w Okresach Zagrożenia.
 - Negatywny wynik TOZ skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynem wolumenu Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Testowy Okres Zagrożenia może być ogłoszony raz na kwartał. W przypadku negatywnego wyniku i braku zgłoszenia gotowości JRM nie może zostać ogłoszony ponowny TOZ. W przypadku negatywnego wyniku, a następnie przekazaniu informacji o gotowości do dostarczania mocy, może być on ogłoszony ponownie, aż do momentu uzyskania pozytywnego wyniku.
- Możliwość zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku

Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:

- Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
- Uzyskał negatywny wynik TOZ.

Scenariusze cenowe:

Scenariusz biernego uczestnictwa w aukcji

W scenariuszu biernego uczestnictwa w aukcji zakładane jest nie podejmowanie żadnych działań w trakcie aukcji i zaakceptowanie każdej ceny zamknięcia aukcji. Przy realizacji tego scenariusza istnieje pewność, że wszystkie zgłoszone JRM z taką strategią przyjmą OM, ale bez żadnej gwarancji ceny. Przyjęcie takiej strategii jest możliwe, gdy Rynek Mocy traktowany jest jako źródło dodatkowego przychodu bez intencji pokrycia nakładów inwestycyjnych lub kosztów stałych, a uzyskanie dodatkowego przychodu nie wiąże się z koniecznością podejmowania żadnych działań lub ponoszenia kosztów.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Możliwość uzyskania dowolnych dodatkowych przychodów, pod warunkiem, że nie wymaga to ponoszenia dodatkowych kosztów lub podejmowania specjalnych działań ze strony Dostawcy Mocy.
- W przypadku zakończenia się wszystkich aukcji dodatkowych i głównej na podobnym poziomie przyjęcie OM z niską ceną wiąże się z mniejszym ryzykiem dzięki mniejszemu limitowi kar jakie może otrzymać JRM.

Ryzyka:

- Możliwe przyjęcie Obowiązku Mocowego przy cenie minimalnej 0,12 PLN/MW/a lub innej bardzo niskiej cenie.
- Przyjęcie OM na aukcji głównej jest zobowiązaniem przyjmowanym ze znacznym wyprzedzeniem, jeśli w czasie pomiędzy aukcją i rokiem dostaw pojawią się nowe okoliczności wpływające na pogorszenie sytuacji ekonomicznej lub technicznej JRM to

przy niskiej cenie OM wykonywanie go wiązać się będzie ze stratami wynikającymi z ponoszenia kar z tytułu niewykonywania OM lub konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów w celu możliwości wykonywania OM.

- W przypadku, gdy aukcja w której uczestniczy JRM zakończy się z bardzo niską ceną zaś maksymalna cena aukcji na dany rok będzie znacznie wyższa, JRM będzie otrzymywać niski przychody, zaś limit kar będzie nieproporcjonalnie wyższy od nich.

Scenariusz NPV>0 dla inwestycji

W przypadku, gdy udział w aukcji Rynku Mocy wynika z realizacji inwestycji w nową jednostkę lub jej modernizację i warunkiem kontynuacji prac inwestora może być uzyskanie Obowiązku Mocowego o określonej wartości, która pozwoli na uzyskanie odpowiednich wskaźników ekonomicznych planowanej inwestycji. Powszechnie stosowanym wskaźnikiem do oceny inwestycji jest NPV (Net Present Value) czyli wartość bieżąca netto. Pozwala ustalić terażniejszą wartość całej inwestycji poprzez sprowadzenie do wartości bieżącej poszczególnych przepływów pieniężnych w przyszłości, dzięki czemu uzyskiwana jest wartość inwestycji w przeliczeniu na bieżącą wartość pieniądza.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4.1.6.)$$

gdzie:

CF_t – przepływy pieniężne w roku t ;

t – kolejny rok inwestycji;

n – długość inwestycji;

r – stopa dyskontowa.

W przypadku, gdy $NPV < 0$ inwestycja jest nieopłacalna, jeżeli $NPV = 0$ inwestycja jest neutralna pod kątem finansowym, zaś jeśli $NPV > 0$ inwestycja jest korzystna.

W ramach analizy ekonomicznej inwestycji należy wyznaczyć taki poziom ceny Obowiązku Mocowego dla którego NPV dla inwestycji jest większy od zera.

Jeżeli cena wynikająca z powyższych obliczeń:

- Jest wyższa niż maksymalna cena na aukcji – dodatkowy przychód z Rynku Mocy nie umożliwi osiągnięcia oczekiwanych wskaźników ekonomicznych – w tym przypadku należy ponownie zweryfikować przyjęte założenia lub zrezygnować z przeprowadzenia inwestycji.
- Mieści się w przedziale cen na aukcji – należy przygotować ofertę wyjścia przy cenie będącej wynikiem analiz. W odróżnieniu od cenobiorców, cenotwórcy mają możliwość opuszczenia aukcji w każdym momencie i nie istnieje ograniczenie w postaci maksymalnej ceny wyjścia cenobiorcy.
- Projekt osiąga oczekiwane wyniki bez udziału w Rynku Mocy – należy rozważyć scenariusz biernego uczestnictwa w aukcji.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Możliwość wsparcia inwestycji z przychodów z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych tylko w przypadku spełnienia określonych przez inwestora warunków.
- Dzięki gwarancji dodatkowych przychodów zmniejsza się wrażliwość inwestycji na negatywne czynniki ekonomiczne.

Ryzyka:

- Przyjęcie OM na aukcji głównej jest zobowiązaniem przyjmowanym ze znacznym wyprzedzeniem, jeśli w czasie pomiędzy aukcją i rokiem dostaw pojawią się nowe okoliczności wpływające na pogorszenie sytuacji ekonomicznej (wzrost nakładów inwestycyjnych) lub technicznej JRM to przy cenie OM umożliwiającej osiągnięcie oczekiwanych wskaźników ekonomicznych istnieje ryzyko uzyskania gorszych niż zakładane poziomy wskaźników. Dlatego przy określaniu tej ceny należy rozważyć scenariusze, które zabezpieczą te ryzyka.

Scenariusz pokrycia kosztów stałych

Przy określaniu strategii cenowej możliwe jest przyjęcie założenia, że przychody z Rynku Mocy powinny pokrywać minimalne prognozowane koszty stałe związane z zapewnieniem niezbędnej dyspozycyjności jednostki w celu wykonywania Obowiązków Mocowych. Należy dodatkowo założyć, że ewentualne koszty zmienne na potrzeby wykonania OM w Okresie Zagrożenia zostaną pokryte ze sprzedaży energii elektrycznej bez marży, której

cena powinna być wystarczająco wysoka do ich pokrycia, ze względu na to, że Okresy Zagrożenia występować będą w godzinach z małą rezerwą mocy na rynku co powoduje wysokie ceny energii na rynku bilansującym lub Rynku Dnia Bieżącego. W przypadku Testowego Okresu Zagrożenia, w przypadku pozytywnego wyniku testu Dostawca Mocy ma prawo ubiegać się o zwrot kosztów poniesionych w związku z przeprowadzeniem testu.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Uzyskanie przychodów z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego umożliwiających pokrycie prognozowanych kosztów stałych, które pozwalają na utrzymanie jednostki w stanie umożliwiającym co najmniej zachowanie gotowości do dostarczenia mocy w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia.
- W przypadku zakończenia się wszystkich aukcji dodatkowych i głównej na podobnym poziomie przyjęcie OM z niską ceną wiąże się z mniejszym ryzykiem dzięki mniejszemu limitowi kar jakie może otrzymać JRM.

Ryzyka:

- W przypadku, gdy poziom prognozowanych kosztów stałych dla jednostki istniejącej jest wyższy niż maksymalna cena wyjścia cenobiorcy, nie ma możliwości zrealizowania takiego scenariusza ze względów formalnych. W tym przypadku, jeżeli to możliwe, należy przeanalizować scenariusz ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów.
- Brak uzyskania Obowiązku Mocowego z ceną pokrywającą prognozowane koszty stałe może oznaczać konieczność zaprzestania produkcji w tej jednostce wytwórczej ze względu na brak przychodów umożliwiających utrzymanie tej jednostki w gotowości.
- W przypadku, gdy aukcja w której uczestniczy JRM zakończy się niską ceną zaś maksymalna cena aukcji na dany rok będzie znacznie wyższa, JRM będzie otrzymywać niski przychody, zaś limit kar będzie nieproporcjonalnie wyższy od nich.
- Przyjęcie OM na aukcji głównej jest zobowiązaniem przyjmowanym ze znacznym wyprzedzeniem, jeśli w czasie pomiędzy aukcją i rokiem dostaw pojawią się nowe okoliczności wpływające na pogorszenie sytuacji ekonomicznej lub technicznej JRM to przy cenie OM pokrywającej prognozowane wówczas koszty stałej, wykonywanie go

wiązać się będzie ze stratami wynikającymi z ponoszenia kar z tytułu niewykonywania OM lub konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów w celu możliwości wykonywania OM.

Scenariusz ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów

W przypadku, gdy celem udziału w Rynku Mocy jest uzyskanie przychodów umożliwiających pokrycie kosztów stałych, ale ich poziom jest wyższy niż maksymalna cena wyjścia cenobiorcy, należy rozważyć scenariusz wyjścia z ceną uwzględniającą marżę pozostałych przychodów. W tym celu koniecznym jest przeanalizowanie jaki jest poziom kosztów stałych, których nie pokrywałyby przychody z Rynku Mocy przy realizacji tego scenariusza i w jaki sposób ta luka mogłaby być pokryta z innych źródeł. Jeżeli istnieje możliwość pokrycia tych kosztów z marży na sprzedaży energii elektrycznej lub usług systemowych to należy przyjąć scenariusz wyjścia przy cenie umożliwiającej wraz z prognozowaną marżą.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- Możliwość pokrycia części kosztów stałych z przychodów z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych.
- W przypadku zakończenia się wszystkich aukcji dodatkowych i głównej na podobnym poziomie przyjęcie OM z niską ceną wiąże się z mniejszym ryzykiem dzięki mniejszemu limitowi kar jakie może otrzymać JRM.

Ryzyka:

- W przypadku braku prognozowanej możliwości pokrycia kosztów stałych z marży na sprzedaży energii elektrycznej i usług systemowych, należy przeprowadzić szerszą analizę dotyczącą zmiany funkcjonowania jednostki lub jej likwidacji.
- W przypadku, gdy ceny jaką jednostka musiałaby osiągnąć w celu pokrycia prognozowanych kosztów stałych dla jednostki istniejącej w raz z uwzględnieniem przychodów z marży na sprzedaży energii elektrycznej i usług systemowych jest wyższy niż maksymalna cena wyjścia cenobiorcy, nie ma możliwości zrealizowania takiego scenariusza ze względów formalnych, należy przeprowadzić szerszą analizę dotyczącą zmiany funkcjonowania jednostki lub jej likwidacji.

- Przyjęcie OM na aukcji głównej jest zobowiązaniem przyjmowanym ze znacznym wyprzedzeniem, jeśli w czasie pomiędzy aukcją i rokiem dostaw pojawią się nowe okoliczności wpływające na pogorszenie sytuacji ekonomicznej lub technicznej JRM to przy cenie OM pokrywającej część prognozowanych wówczas kosztów stałych przy założeniu pokrywania pozostałej części z marży na sprzedaży innych produktów, wykonywanie go wiązać się będzie ze stratami wynikającymi z ponoszenia kar z tytułu niewykonywania OM lub konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów w celu możliwości wykonywania OM.
- W przypadku, gdy aukcja w której uczestniczy JRM zakończy się niską ceną zaś maksymalna cena aukcji na dany rok będzie znacznie wyższa, JRM będzie otrzymywać niski przychody, zaś limit kar będzie nieproporcjonalnie wyższy od nich.

Scenariusz braku udziału w aukcji

W przypadku braku możliwości zastosowania żadnego z ww. scenariuszy istnieje możliwość rezygnacji z udziału w aukcji ze względu na brak możliwości oferowania wolumenu w danym okresie dostaw lub brak możliwości przyjęcia Obowiązku Mocowego przy danej cenie. W tym przypadku rekomendowanym działaniem jest zgłoszenie JRM w ramach certyfikacji do aukcji jako jednostki uczestniczącej w rynku wtórnym. Konsekwencje związane z realizacją tego scenariusza są identyczne jak w przypadku wycofania się z aukcji w jej trakcie i nieotrzymaniu Obowiązku Mocowego.

Na potrzeby analizy danego scenariusza należy przeprowadzić porównanie szans oraz ryzyk związanych z realizacją tego scenariusza.

Szanse:

- W przypadku aukcji głównych, gdy brak możliwości zaoferowania OM na aukcji wynika z sezonowości produkcji danej JRM istnieje możliwość przeprowadzenia ponownych analiz w toku przygotowywania strategii dla aukcji dodatkowych.
- JRM ma możliwość zawierania transakcji na rynku wtórnym w przyszłości i na ich podstawie kształtowanie swojego profilu Obowiązku Mocowego, który w lepszym stopniu będzie wykorzystywał dostępne moce niż stałe produkty roczne lub kwartalne.
- W przypadku braku rezerw na rynku i dużej ilości ofert przeniesienia OM, istnieje możliwość uzyskania dodatkowych przychodów z tytułu dopłat Dostawców Mocy do oddawanych OM w celu uniknięcia przez nich kary.

- Jeżeli rezygnacja z udziału w aukcji wynika z występowania czynników ryzyka, które w danej perspektywie czasu których wystąpienie nie jest możliwe do określenia lub istnieje znaczne prawdopodobieństwo ich wystąpienia, a ich wpływ jest krytyczny, możliwe jest przesunięcie decyzji do średnio- lub krótkoterminowych analiz.

Ryzyka:

- Realizacja tego scenariusza może wiązać się z zaprzestaniem funkcjonowania danej jednostki ze względów finansowych, zaprzestaniem inwestycji w budowę nowej jednostki lub przeprowadzenie modernizacji istniejących.
- W przypadku sytuacji w której rezerwy mocy dostępne na rynku wtórnym są duże istnieje ryzyko braku możliwości pozyskania Obowiązku Mocowego lub konieczność dopłacania przez stronę przyjmującą OM do transakcji, w takiej sytuacji możliwe jest znaczne pomniejszenie przychodów lub ich brak.

4.1.2. Założenia strategii rynku pierwotnego

Opisane w rozdziale 3 procesy związane z udziałem w aukcjach mocy mają miejsce w znacznym horyzoncie czasowym od momentu dostawy przez co podejmowanie decyzji o oferowaniu mocy z tak dużym wyprzedzeniem wymaga ustalenia założeń, które pozwolą na uzyskanie optymalnego wyniku finansowego i będą dobrym punktem wyjścia do działań w bliższych horyzontach czasowych. Aukcje Główne odbywają się na koniec roku n-5 względem roku dostaw n, którego dotyczą, zaś Aukcje Dodatkowe odbywają się I kwartale roku n-1 względem roku dostaw n, którego dotyczą. Możliwość prognozowania cen energii i paliw czy wskaźników makroekonomicznych w tak długim terminie może być znacznie utrudniona. Dlatego ze względu na to należy przyjąć założenia, które umożliwią bezpieczne przyjęcie Obowiązków Mocowych z możliwością przyjęcia dodatkowych OM na rynku wtórnym.

Zbiór poniższych założeń jest taki sam na potrzeby określania strategii aukcji głównych i dodatkowych. Na potrzeby opracowania konkretnej strategii konieczne jest przygotowanie odpowiednich danych i założeń do analizowanego okresu dostaw.

Moc netto Jednostki Rynku Mocy

Na potrzeby określenia optymalnej mocy oferowanej w aukcjach mocy konieczne jest określenie jaką mocą osiągalną netto dysponuje analizowana jednostka. Przy określaniu tej charakterystyki należy stosować granice bilansowe dla Jednostek Fizycznych zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 3.

W zależności od rodzaju technologii wytwarzania energii elektrycznej wartość dostępnej mocy netto może być funkcją wielu zmiennych takich jak:

- temperatura otoczenia,
- wilgotności powietrza,
- ciśnienie atmosferyczne,
- temperatura wody chłodzącej,
- natężenie promieniowania słonecznego,
- prędkości wiatru,
- przepływ wody,
- produkcja ciepła lub pary.

Stosowanie odpowiednich zmiennych należy dostosować do analizowanej technologii. W przypadku występowania więcej niż jednej zmiennej należy wziąć pod uwagę występowanie jednoczesnej zależności mocy od wszystkich zmiennych.

Wzór na moc osiągalną netto możemy w ogólności zapisać jako:

$$P_{netto} = f(x_1, x_2 \dots x_n) \quad (4.1.7.)$$

gdzie:

$x_1, x_1 \dots x_n$ – kolejne zmienne funkcji mocy osiągalnej netto o n zmiennych.

Na potrzeby dalszych analiz dla bloków gazowo-parowych założone zostanie przyjęta następująca funkcja mocy osiągalnej netto:

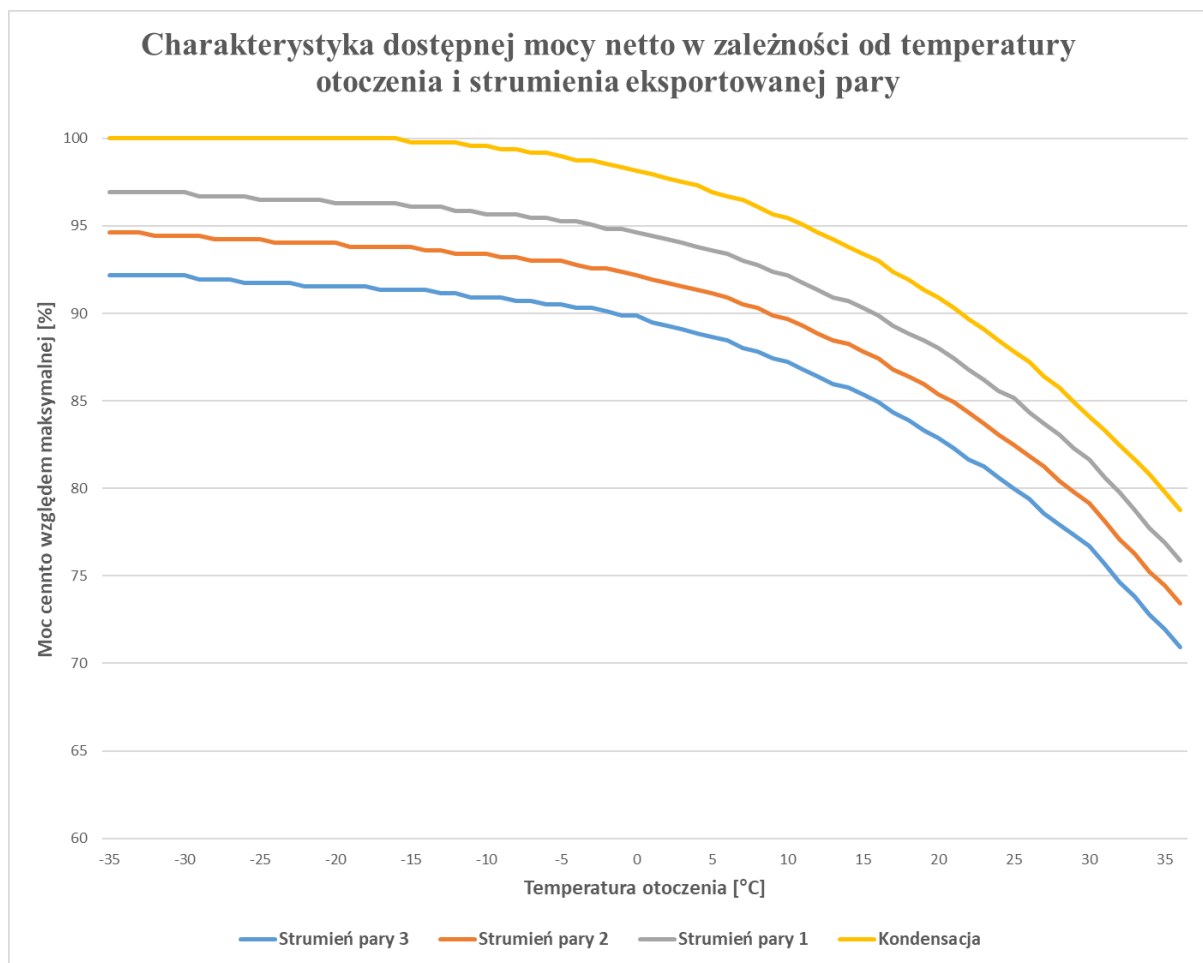
$$P_{netto} = f(t_o, s_1, s_2 \dots s_n) \quad (4.1.8.)$$

gdzie:

t_o – temperatura otoczenia;

$s_1, s_2 \dots s_n$ – przepływy pary produkowanej przez blok o różnych parametrach.

Poniżej przykładowa charakterystyka dla bloku gazowo-parowego:



Rysunek 23 - Szacunkowa charakterystyka dostępnej mocy netto w zależności od temperatury otoczenia i strumienia eksportowanej pary dla bloku gazowo-parowego – opracowanie na podstawie danych produkcyjnych

Powyższa charakterystyka przedstawia moc netto w funkcji głównego czynnika jakim jest temperatura otoczenia [51] i strumieni pary eksportowanej przez blok gazowo-parowy względem mocy maksymalnej netto. W przypadku pracy w kondensacji eksport pary wynosi 0, zaś strumienie pary 1, 2, 3 są ustawione od najmniejszego do największego.

W przypadku przeprowadzania analizy dla JRM, która składa się z jednostki kogeneracyjnej istotnym jest ustalenie odpowiedniego poziomu eksportu pary zakładanego w obliczeniach mocy netto JRM. Określenie tego poziomu wymaga analizy w której należy wziąć pod uwagę:

- Rolę bloku gazowo-parowego jako źródła pary:
 - blok jest głównym źródłem pary i jego produkcja jest niezbędna dla pokrycia zapotrzebowania;
 - blok jest jednym ze źródeł pary i w razie potrzeby część jego produkcji może zostać przejęta przez inne źródła pary;

- blok jest jednym ze źródeł pary i w razie potrzeby część jego produkcji może zostać przejęta przez inne źródła pary, ale stanowi on rezerwę na innych źródeł;
- blok jest dodatkowym źródłem pary i nie jest niezbędny do pokrycia zapotrzebowania na parę;
- Prognozowane zapotrzebowanie na parę z bloku gazowo-parowego:
 - całe zapotrzebowanie na parę w okresie dostaw;
 - części zapotrzebowania na parę w okresie dostaw do pokrycia przez blok;
 - rezerwa jaką zapewnia blok innym źródłom pary.

Jeżeli analizowana jednostka w okresie dostaw będzie stanowić główne źródło pary należy założyć przy wyznaczaniu mocy netto prognozowane zapotrzebowanie na parę. Jeżeli zapotrzebowanie to ma charakter sezonowy i istnieje możliwość określenia szacunkowego szczytowego zapotrzebowania w mniejszych okresach czasu, należy zastosować takie założenia. Jeżeli dane w zakresie prognozowanej zmienności nie są dostępne należy założyć maksymalne zapotrzebowanie szczytowe jakie zakłada w danym okresie dostaw.

Jeżeli analizowana jednostka w okresie dostaw będzie jednym ze źródeł pokrywających zapotrzebowanie na parę należy ustalić jaką część z tego zapotrzebowania będzie w okresie dostaw pokrywana przez analizowaną jednostkę z uwzględnieniem tego, że może ona pełnić funkcję rezerwy dla innych źródeł pary, wartość ta jest zakładanym w analizie poziomem eksportu pary. Jeżeli eksport ten ma charakter sezonowy i istnieje możliwość określenia szacunkowego szczytowego zapotrzebowania w mniejszych okresach czasu, należy zastosować takie założenia. Jeżeli dane w zakresie prognozowanej zmienności nie są dostępne należy założyć maksymalne zapotrzebowanie szczytowe jakie zakłada w danym okresie dostaw.

Jeżeli analizowana jednostka jest dodatkowym źródłem pary i jej produkcja nie jest niezbędna do pokrycia zapotrzebowania w okresie dostaw, zakłada się, że jednostka będzie pracować w kondensacji.

Jako część prognozowanej mocy netto w przypadku, gdy JF jest złożona z większej ilości elementów niż jednostka fizyczna, należy wziąć pod uwagę również inne czynniki wpływające na poziom wykonywanego OM według informacji zawartych w rozdziale 3.2.8. W przykładowej Jednostce Fizycznej nr 6 można zauważyć wiele dodatkowych zmiennych mających wpływ na poziom dostarczanej mocy takich jak zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców wewnętrznych i zewnętrznych oraz produkcję energii elektrycznej przez inne źródła znajdujące się wewnątrz Jednostki Fizycznej. Określenie takiego bilansu może być

niezwykle trudnym zadaniem i zależy od wielu czynników, zarówno od warunków otoczenia, jak i planów produkcyjnych odbiorców z uwzględnieniem możliwego rozwoju odbiorców (zarówno pod kątem zwiększenia zapotrzebowania ze względu na wzrost produkcji, jak i poprawę efektywności energetycznej odbiorców). Jeżeli możliwym jest określenie bilansu jako funkcję przynajmniej jednej zmiennej, której charakterystykę pod kątem rozkładu w czasie lub prawdopodobieństwa wystąpienia można zaprognozować dla okresu dostaw możliwe jest skorzystanie z tej danej. W tym przypadku należy dodać bilans jako dodatkowy czynniki w podstawowym wzorze na moc netto w funkcji zmiennej. Dzięki wykorzystaniu dostępnych danych o charakterystyce zmiennej uzyskamy możliwie dokładne oszacowanie wartości bilansu w danym okresie dostaw. Jeżeli zaś zmienna ta nie wykazuje żadnych zależności należy założyć najwyższą wartość prognozowanego ujemnego bilansu wpływającego na moc netto JRM.

Na potrzeby dalszych analiz dla bloków gazowo-parowych założone zostanie przyjęta następująca funkcja mocy osiągalnej netto:

$$P_{netto} = f(t_o, s_1, s_2 \dots s_n, E_{Bilans}) \quad (4.1.9.)$$

gdzie:

t_o – temperatura otoczenia;

$s_1, s_2 \dots s_n$ – przepływy pary produkowanej przez blok o różnych parametrach;

E_{Bilans} – bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną będący wynikiem funkcjonowania rozbudowanej Jednostki Fizycznej, której częścią jest blok gazowo-parowy.

Dane meteorologiczne

Celem analizy danych meteorologicznych na potrzeby oszacowania mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych jest określenie funkcji prawdopodobieństwa wystąpienia danych warunków meteorologicznych w określonym czasie.

Na potrzeby przeprowadzanych obliczeń dane meteorologiczne wymagają odpowiedniej analizy i przygotowania. W obliczeniach wykorzystywane są dane godzinowe Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej udostępnione w publicznej bazie danych. Dane dla danej jednostki pochodzą z najbliższej zlokalizowanej stacji meteorologicznej IMGW. [18]

W pierwszym kroku należy pozyskane dane uporządkować i nadać każdemu z pomiarów odpowiednie oznaczenia, które pozwolą na ich efektywne późniejsze wykorzystanie. Każdy z pomiarów powinien posiadać co najmniej oznaczenie daty oraz godziny pomiaru. Należy sprawdzić czy dostępne są pomiary dla wszystkich godzin z analizowanego przedziału, a w przypadku wystąpienia braku pomiaru, jego błędu lub wartości mogącej być niepoprawną sprawdzenie tych wartości i w zależności od sytuacji zastosowanie interpolacji lub usunięcie danych z analizy. Na potrzeby usprawnienia obliczeń konieczne jest przygotowanie danych w formie dyskretnej. W związku z tym, każdy pomiar zaokrąglany jest z ustaloną rozdzielczością. Ustalenie kroku pomiędzy wartościami zależy od rodzaju analizowanego parametru oraz wpływu jego zmienności na moc osiągalną netto np. dla temperatury otoczenia wartością umożliwiającą przeprowadzenia obliczeń przy akceptowalnej dokładności i racjonalnym koszcie obliczeń jest zaokrąglenie do 1 stopnia Celsjusza. W związku z tym, że Obowiązek Mocowy jest wykonywany w godzinach od 7:00 do 22:00 ze zbioru danych usuwa się dane spoza tego zakresu. Wynikiem ww. działań jest zbiór danych umożliwiających opracowanie rozkładu prawdopodobieństwa występowania danych warunków meteorologicznych.

Na potrzeby analiz związanych z opracowaniem strategii długoterminowych istnieje konieczność obliczenia rozkładów rocznych oraz kwartalnych analizowanych wartości.

Współczynnik prawdopodobieństwa występowania danego stanu meteorologicznego jest obliczany poprzez sumowanie ilości godzin w analizowanym okresie w których wystąpił dany stan meteorologiczny podzielony na liczbę wszystkich godzin analizowanego okresu.

Roczny współczynnik prawdopodobieństwa występowania danego stanu meteorologicznego obliczany jest poprzez sumowanie ilości godzin w całym analizowanym okresie w których wystąpił dany stan meteorologiczny podzielony na liczbę wszystkich godzin analizowanego okresu.

Kwartalny współczynnik prawdopodobieństwa występowania danego stanu meteorologicznego obliczane jest poprzez sumowanie ilości godzin w danym kwartale analizowanego okresu w których wystąpił dany stan meteorologiczny podzielony na liczbę godzin w dany kwartale analizowanego okresu.

Na potrzeby dalszych analiz określony został współczynnik prawdopodobieństwa występowania danej temperatury otoczenia.

Roczny współczynnik prawdopodobieństwa występowania temperatury otoczenia T wyrażany jest wzorem:

$$W_{PYt_0T} = \frac{\sum_1^N h_n}{N}$$

Jeżeli w $h_n t_0 = T \rightarrow h_n = 1$

Jeżeli w $h_n t_0 \neq T \rightarrow h_n = 0$

(4.1.10.)

gdzie:

n – kolejna godzina analizowanego okresu N godzin.

Na potrzeby dalszych analiz współczynnik będzie zapisywany w postaci funkcji:

$$W_{PYt_0}(T) = W_{PYt_0T}$$

(4.1.11.)

Kwartalny współczynnik prawdopodobieństwa występowania temperatury otoczenia T w kwartale q wyrażany jest wzorem:

$$W_{PQqt_0T} = \frac{\sum_1^{N_q} h_n}{N_q}$$

Jeżeli w $h_n t_0 = T \rightarrow h_n = 1$

Jeżeli w $h_n t_0 \neq T \rightarrow h_n = 0$

(4.1.12.)

gdzie:

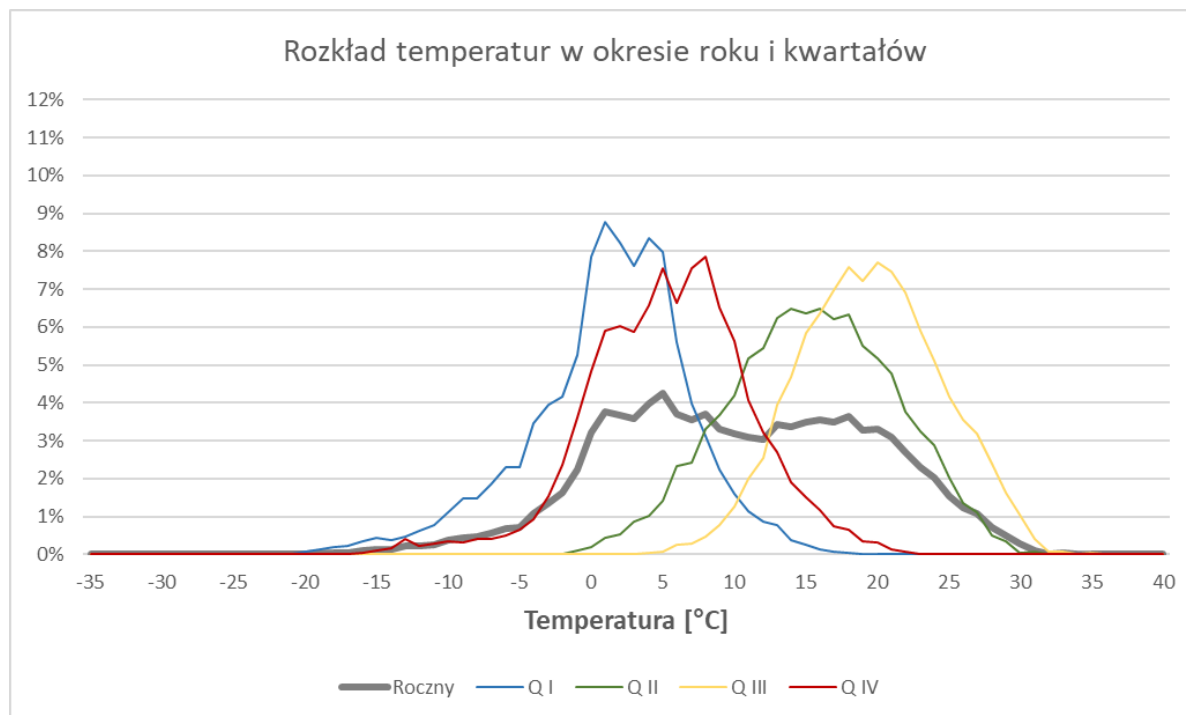
n – kolejna godzina analizowanego okresu N_q godzin dotyczących kwartału q.

Na potrzeby dalszych analiz współczynnik będzie zapisywany w postaci funkcji:

$$W_{PQqt_0}(T) = W_{PQqt_0T}$$

(4.1.13.)

Wynikiem przeprowadzonych działań jest poniższy rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia.



Rysunek 24 - Rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia w okresie roku i poszczególnych kwartałów na podstawie [18]

Degradacja maszyn i urządzeń jednostki wytwórczej

Eksploatacja jednostek wytwórczych powoduje spadek mocy osiągalnej, sprawności wytwarzania energii elektrycznej oraz innych parametrów określających stan jednostki. Wynika to ze stopniowego zużywania się elementów składających się na cały układ. Część z nich jest przywracana do wcześniejszych wartości dzięki realizacji planów remontowych. W zależności od zakresu remontu poprawa parametrów może znacznie różnić się od siebie. Przy określaniu strategii na aukcje należy wziąć pod uwagę spadek mocy jednostki wytwórczej, który nastąpi w czasie pomiędzy przeprowadzaną analizą, a rokiem dostawy. Bazując na prognozowanej degradacji urządzeń, harmonogramie remontów, ich zakresie i wpływie na poprawę parametrów należy oszacować spadek mocy jednostki dla roku, którego dotyczy opracowywana strategia. Dla umów wieloletnich rekomendowane jest przyjęcie średniego prognozowanego ubytku wynikającego z degradacji w trakcie trwania umowy.

Wzór na współczynnik degradacji możemy w ogólności zapisać jako:

$$W_{degr} = f(x_1, x_2 \dots x_n) \quad (4.1.14.)$$

gdzie:

$x_1, x_1 \dots x_n$ – kolejne zmienne funkcji degradacji o n zmiennych.

$$W_{degr} \in < 0, 1 >$$

$W_{degr} = 0$ dla pełnej degradacji jednostki wytwórczej

$W_{degr} = 1$ dla braku degradacji jednostki wytwórczej – dostępna jest pełna moc

Charakter pracy jednostki wytwórczej

Jednostki wytwórcze, szczególnie te konwencjonalne, mogą pełnić różne funkcje w systemie elektroenergetycznym, jak i pod kątem ich wykorzystywania przez właściciela. Zdefiniowanie tych funkcji konieczne jest do określenia możliwych scenariuszy udziału tych jednostek w Rynku Mocy. Wyróżnić można przykładowe rodzaje jednostek wymienione poniżej.

- Jednostki pracujące w tzw. „podstawie” - poza planowanymi remontami pracują przez cały rok w obciążeniu zbliżonym do maksymalnego.
- Jednostki „szczytowe” lub „podszczytowe” – pracujące tylko w godzinach większego zapotrzebowania na energię.
- Jednostki charakteryzujące się pracą sezonową – są to przede wszystkim elektrociepłownie, których produkcja energii elektrycznej skojarzona jest z produkcją ciepła na potrzeby ogrzewania, to zaś produkowane jest głównie w I i IV kwartale roku.
- Jednostki kogeneracyjne, których priorytetem jest produkcja ciepła w postaci pary technologicznej dla której nie zachodzą sezonowe zmiany zapotrzebowania, a wynikają z planu produkcji zakładów i udziału tej jednostki w pokryciu zapotrzebowania.
- Jednostki wytwórcze przemysłowe, których celem jest zaspokajanie zapotrzebowania na energię elektryczną instalacji będących własnością właściciela jednostki wytwórczej poprzez bezpośrednie połączenie elektryczne.

- Jednostki rezerwowe – są jednostkami, które uruchamiane są tylko w sytuacjach zagrożenia pokrycia zapotrzebowania systemu w wyniku nagłych awarii lub wzrostów zapotrzebowania.
- Niesterowalne jednostki Odnawialnych Źródeł Energii – są to jednostki takie jak elektrownie słoneczne lub wiatrowe, których poziom produkcji jest ściśle związany z występowaniem źródła energii pierwotnej tj. promieniowania słonecznego lub wiatru.

Prognozowane prawdopodobieństwo wystąpienia Okresu Zagrożenia

Istotną informacją pod kątem ewentualnego wykonywania Obowiązku Mocowego jest liczba godzin w których dana JRM będzie zobowiązana do dostarczenia mocy oraz rozkład tych godzin w czasie. Dla wielu jednostek dostarczanie mocy w Okresach Zagrożenia może wiązać się z dodatkowymi kosztami, co w połączeniu z częstym występowaniem takich zdarzeń może prowadzić do znacznego obniżenia zysku z udziału w Rynku Mocy.

Na potrzeby analiz strategii aukcji głównych możliwe jest przyjęcie 3 scenariuszy:

- Scenariusz niskiego ryzyka – Zakłada możliwość wystąpienia Okresu Zagrożenia w każdej godzinie w której jest możliwe ogłoszenie go. W praktyce oznacza to przyjęcie bezpiecznego założenia, że w godzinach skrajnie wysokich temperatur w których moc netto JRM będzie najniższa wystąpienie OZ jest pewne, dlatego JRM powinna być gotowa na dostarczanie mocy w tym czasie na poziomie posiadanego OM.

$$W_{POZYn} = 1$$

- Scenariusz bazowy – W celu określenia prawdopodobieństwa wystąpienia Okresów Zagrożenia w długim terminie istnieje możliwość wykorzystania publikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne Planu koordynacyjnego 5-letniego, gdzie prognozowane są wartości zapotrzebowania, generacji, wymaganych rezerw i ich prognozowanego wolumenu. Ze względu na daleki horyzont takiej analizy niemożliwym jest dokładne określenie prognozowanej ilości Okresów Zagrożenia, ale Plan ten może być traktowany jako punkt wyjścia do dalszych analiz ze scenariuszami zmian zapotrzebowania i generacji źródeł oraz na podstawie danych historycznych. Na podstawie tych analiz tworzona jest symulacja rezerw mocy w systemie, która służy do obliczenia poniższego współczynnika:

$$W_{POZY_n} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{Y_n}} OZ_i}{N_{Y_n}}$$

Jeżeli $NM_i \geq WR_i \rightarrow OZ_i = 0$

Jeżeli $NM_i < WR_i \rightarrow OZ_i = 1$

(4.1.15.)

gdzie:

W_{POZY_n} - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w roku dostaw

n;

NM_i – nadwyżka mocy dostępna dla OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny i;

WR_i – wymagana rezerwa mocy OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny i;

OZ_i – zmienna określająca spełnienie warunku dotyczącego dostępności odpowiedniej nadwyżki mocy dla OSP w godzinie i;

N_{Y_n} – liczba analizowanych godzin roku dostaw n;

i – kolejna analizowana godzina.

- Scenariusz wysokiego ryzyka – Zakłada, że prawdopodobieństwo wystąpienia Okresów Zagrożenia jest znikome i nie jest to czynnik, który powinien być brany pod uwagę przy opracowywaniu strategii.

$$W_{POZY_n} = 0$$

Na potrzeby analiz strategii aukcji dodatkowych, ze względu na bliższy horyzont czasowy, rekomendowane jest przyjęcie pochodnej scenariusza bazowego dla aukcji głównej. Wartość ta wynika z poniższej zależności:

$$W_{POZ_{Q_{qn}}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{Q_{qn}}} OZ_i}{N_{Q_{qn}}}$$

Jeżeli $NM_i \geq WR_i \rightarrow OZ_i = 0$

Jeżeli $NM_i < WR_i \rightarrow OZ_i = 1$

(4.1.16.)

gdzie:

$W_{POZ_{Q_{qn}}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w kwartale q roku dostaw n;

NM_i – nadwyżka mocy dostępna dla OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny i;

WR_i – wymagana rezerwa mocy OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny i;

OZ_i – zmienna określająca spełnienie warunku dotyczącego dostępności odpowiedniej nadwyżki mocy dla OSP w godzinie i;

$N_{Q_{qn}}$ – liczba analizowanych godzin w kwartale q roku dostaw n;

i – kolejna analizowana godzina.

Koszty inwestycyjne i kapitałowe dla jednostek nowych i modernizowanych

W przypadku jednostek nowych oraz modernizowanych, dla których decyzja o rozpoczęciu realizacji inwestycji może być zależna od wyników aukcji mocy, konieczne jest określenie oczekiwań inwestora w zakresie pokrywania nakładów inwestycyjnych i osiągnięcia odpowiednich wartości wskaźników ekonomicznych inwestycji.

W tym zakresie możliwe jest stosowanie zasad indywidualnie określone przez inwestora dla realizacji inwestycji. Każdy inwestor może mieć inne koszty pozyskania kapitału na inwestycje oraz mieć inny próg ryzyka dla danego typu inwestycji. W związku z tym decyzja inwestycyjna, która mogłaby zostać podjęta przez jednego inwestora, zostałaby odrzucona przez drugiego.

Istotnym jest jaką funkcję pełnić będą przychody z Rynku Mocy, czy będą tylko dodatkowym przychodem przy innych głównych źródłach takich jak energia elektryczna i ciepło, czy też udział w Rynku Mocy jest głównym czynnikiem wpływającym na decyzję inwestycyjną. Przy szacowaniu kosztów należy wziąć pod uwagę możliwe odchylenia od planowanego budżetu oraz wahania wartości wskaźników makroekonomicznych.

Koszty stałe utrzymania jednostki wytwórczej

W przypadku jednostek, dla których dalsze funkcjonowanie na rynku zależy może od uzyskania umowy mocowej np. stare bloki węglowe, należy wziąć pod uwagę planowane stałe koszty utrzymania tych jednostek wraz z niezbędnymi remontami i budżetem na nieplanowane prace naprawcze. Jeśli założymy, że jednostka taka będzie pokrywać swoje koszty zmienne ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku to konieczne jest by Rynek Mocy stał się źródłem pokrywającym koszty stałe. Przy szacowaniu kosztów stałych należy wziąć pod uwagę możliwość wahań wartości wskaźników makroekonomicznych. Zakres potencjalnych kosztów, które powinny zostać wzięte pod uwagę przy tego typu analizie dla bloku gazowo-parowego został przedstawiony w [17]

Koszty stałe są niezależne od tego czy JRM będzie uczestniczyć w Rynku Mocy, a jeśli tak, to jaki Obowiązek Mocowy przyjmie.

Koszty stałe w roku dostaw n określamy jako:

$$K_{Sn} = \sum_{i=1}^N K_{Sn_i} \quad (4.1.17)$$

gdzie:

K_{Sn} – suma kosztów stałych w roku dostaw n wyrażona w wartościach nominalnych, wyrażona w PLN;

K_{Sn_i} – kolejny koszt stały i uwzględniany w analizie w roku dostaw n wyrażony w wartościach nominalnych, wyrażony w PLN;

N – liczba kosztów stałych uwzględnianych w analizie.

Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej

W przypadku jednostek szczytowych lub rezerwowych istotnym jest by w trakcie Okresów Zagrożenia były one gotowe do dostarczania energii elektrycznej do systemu. Produkcja energii w ich przypadku może wiązać się z wykorzystaniem droższych paliw lub zakupem mocy przesyłowych dla gazu ziemnego, dlatego ważna jest analiza potencjalnych kosztów względem możliwych do uzyskania przychodów i kar za brak wykonania. Przy szacowaniu kosztów zmiennych należy wziąć pod uwagę możliwość wahań wartości wskaźników makroekonomicznych. Ze względu na to, że koszty zmienne mogą być różne w poszczególnych zakresach mocy na potrzeby obliczeń zostaną one przedstawione jako funkcja przyjętego Obowiązku Mocowego. Taka forma daje również możliwość uwzględnienia sytuacji w których JRM w jakimś zakresie pracuje w podstawie i koszty z tym związane są ponoszone bez względu na przyjęcie Obowiązku Mocowego. Wpływ na wartość kosztów zmiennych ma również zakres mocy którego dotyczą np. w zakresie optymalnej pracy sprawność jest najwyższa i koszt zmienny jest najniższy, zaś w przypadku przeciążenia sprawność znacznie spada i koszt zmienny rośnie.

Funkcja jednostkowych kosztów zmiennych w roku dostaw n określana jest jako:

$$k_{zn}(OM) = \sum_{i=1}^N k_{zn_i}(OM) \quad (4.1.18.)$$

gdzie:

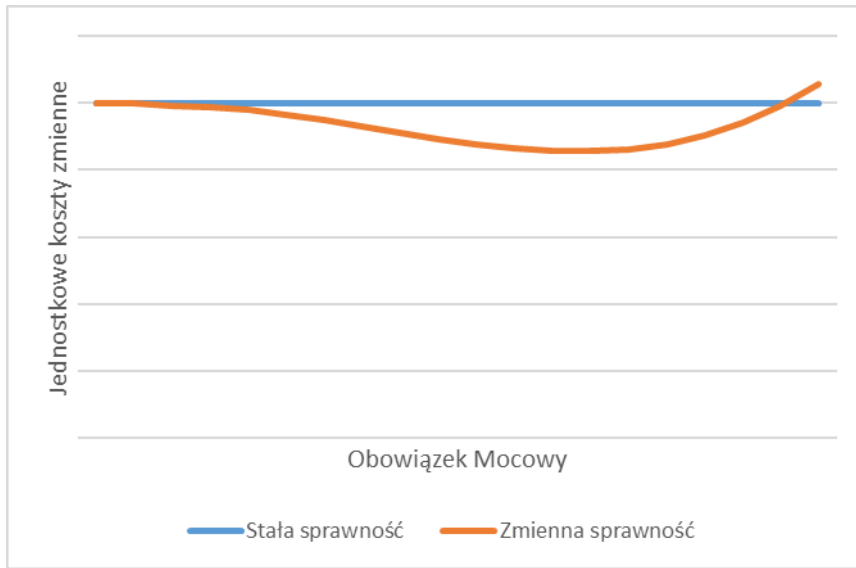
$k_{zn}(OM)$ – funkcja jednostkowych kosztów zmiennych zależna od poziomu przyjmowanego Obowiązku Mocowego, wyrażona w PLN/MW;

$k_{zn_i}(OM)$ – funkcja jednostkowego kosztu zmiennego i i zależna od poziomu przyjmowanego Obowiązku Mocowego, wyrażona w PLN/MW;

N – liczba jednostkowych kosztów zmiennych uwzględnianych w analizie.

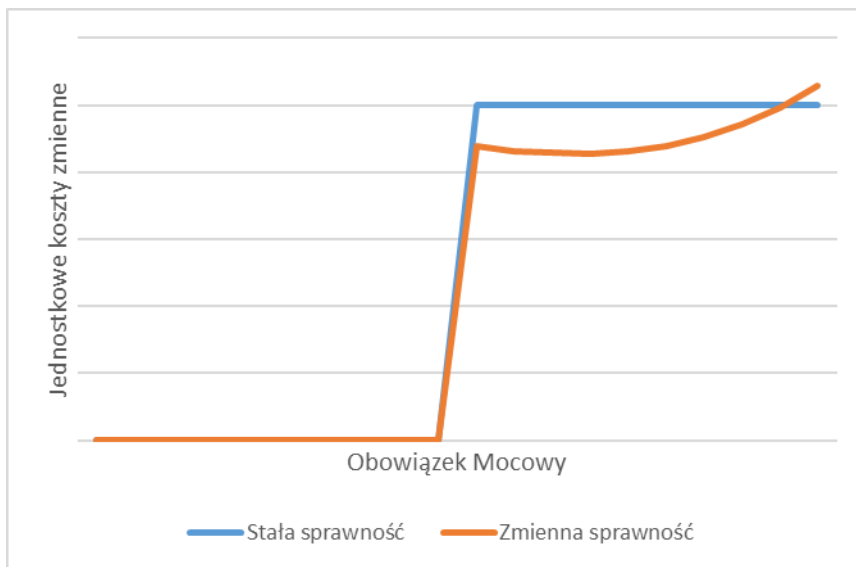
Przykładowe przebiegi funkcji jednostkowych kosztów zmiennych w zależności od poziomu przyjętego Obowiązku Mocowego i założonej sprawności:

W przypadku, gdy ponoszenie danego kosztu zmiennego nie jest zależne od poziomu przyjmowanego OM funkcja jednostkowego kosztu zmiennego wygląda następująco:



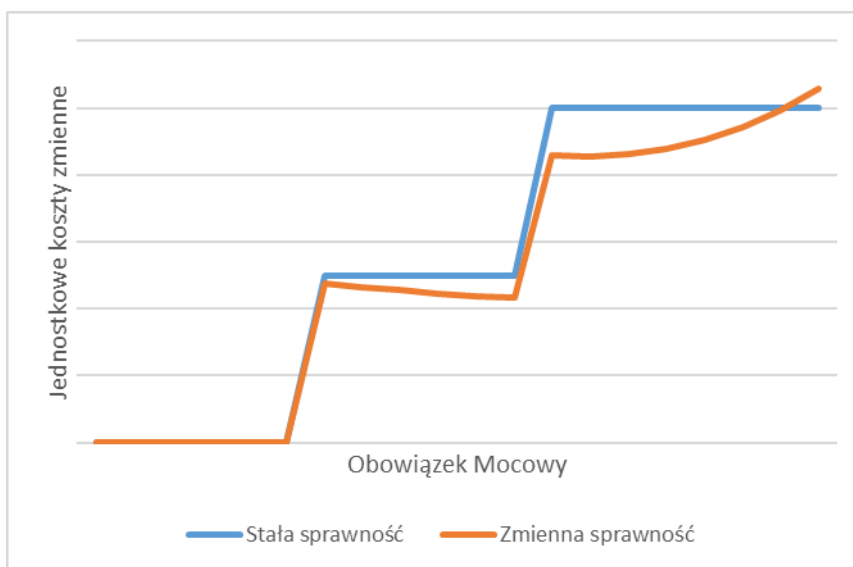
Rysunek 25 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest dla całego zakresu analizowanej mocy

W przypadku, gdy ponoszenie danego kosztu zmiennego zależne jest od poziomu przyjmowanego OM i występuje po przekroczeniu pewnego progu mocy, funkcja jednostkowego kosztu zmiennego wygląda następująco:



Rysunek 26 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest po przekroczeniu określonego progu mocy

W przypadku, gdy ponoszenie danego kosztu zmiennego zależne jest od poziomu przyjmowanego OM i wartość zmienia się po przekroczeniu pewnych progów mocy, funkcja jednostkowego kosztu zmiennego wygląda następująco:



Rysunek 27 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest po przekroczeniu określonych progów mocy

Szacunkowe prognozy wskaźników makroekonomicznych

Istotnymi danymi wejściowymi do wyżej wymienionych założeń są prognozy wskaźników makroekonomicznych, które wpływają na prognozy kosztów inwestycyjnych, kapitałowych, stałych i zmiennych. Opracowywanie prognoz jest bardzo trudnym i skomplikowanym zadaniem. W celu uzupełnienia tych ścieżek możliwe jest tworzenie własnych ścieżek, przy zachowaniu jasnych założeń, opisanu ich i konsekwentnej realizacji. Istotnym jest by w miarę możliwości opierać się na jednym źródle danych, a jeśli nie są one wszystkie dostępne w jednym źródle, korzystanie z tego samego źródła przynajmniej dla wskaźników których współzależność może mieć istotne znaczenie dla wyników analiz np. cena paliw i cena energii elektrycznej. Zagadnienia związane z prognozowaniem cen energii oraz identyfikacją czynników na nie wpływających opisane zostały min. w [23], [59].

Jedną z wartości istotnych dla funkcjonowania Rynku Mocy jest jednostkowa stawka kar, która zależna jest od dwóch wartości makroekonomicznych, których wartość w przypadku opracowywania strategii jest nieznaną.

Wzór na wartość jednostkowej stawki kary w roku n określa Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym:

$$SK_n = 0,3 * \frac{PKB_{n-2}}{E_{n-2}} \quad (4.1.19.)$$

gdzie:

SK_n – jednostkową stawkę kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh;

PKB_{n-2} – wartość produktu krajowego brutto w Polsce, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n , określoną w cenach bieżących, opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, wyrażoną w PLN;

E_{n-2} – ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw n , opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii”, wyrażoną w MWh.

Jednostkowa stawka kary jest obliczana i publikowana przez Prezesa URE do 15 grudnia roku $n-1$. Jej wstępne obliczenie możliwe jest dopiero po publikacji ostatniej z wymaganych wartości, co ma miejsce 5 grudnia roku $n-1$.

Dotychczasowe wartości SK_n to:

2021 rok – 4 263,47 PLN/MWh;

2022 rok – 4 437,68 PLN/MWh.

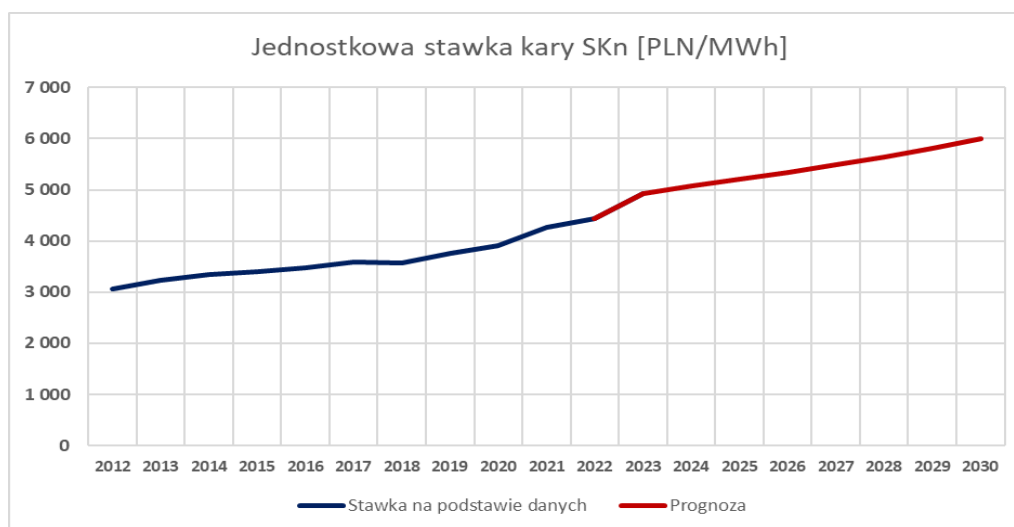
Przyszłe wartości SK_n zależą od stosunku wzrostu PKB do wzrostu zużycia energii elektrycznej, a związku z zauważalną zależnością z lat ubiegłych wzrost PKB jest wyższy od wzrostu zużycia energii elektrycznej, co wynika ze struktury gospodarki Polski (wzrost znaczenia usług) i wdrażaniu nowych energooszczędnych technologii w przedsiębiorstwach i gospodarstwach domowych.

Przykładowe wartości jakie przyjmowałaby jednostkowa stawka kar w latach poprzedzających wprowadzenie Rynku Mocy oraz wartości prognozowane na podstawie regresji liniowej zostały przedstawione w Tabeli 3.

Tabela 3 - Dane i prognozowane wartości w zakresie PKB brutto oraz zużycia energii elektrycznej oraz obliczone potencjalne jednostkowe stawki kar w poszczególnych latach na podstawie [19], [20] oraz opracowania własnego

Rok	PKB brutto - ceny bieżące	Zużycie energii elektrycznej	Jednostkowa stawka kar
-	mln PLN	TWh	PLN/MWh
2010	1 445 298	141,637	
2011	1 566 824	145,248	
2012	1 629 425	145,857	3 061,27
2013	1 656 895	146,390	3 236,17
2014	1 720 430	148,109	3 351,42
2015	1 800 228	150,312	3 395,51
2016	1 861 112	156,161	3 484,79
2017	1 989 351	159,024	3 592,98
2018	2 121 555	162,924	3 575,37
2019	2 293 199	160,977	3 752,93
2020	2 326 657	157,086	3 906,52
2021	2 603 107	158,490	4 263,47
2022	2 699 591	159,694	4 437,68
2023	2 793 989	160,952	4 927,31
2024	2 891 036	162,276	5 071,42
2025	2 993 881	163,564	5 207,73
2026	3 100 002	164,769	5 344,66
2027	3 208 316	165,551	5 491,21
2028	3 320 583	166,145	5 644,28
2029	3 431 519	166,437	5 813,88
2030	3 540 683	166,934	5 995,83

Kolorem czarnym oznaczone są dane na podstawie raportów Głównego Urzędu Statystycznego. Pogrubioną czcionką oficjalne jednostkowe stawki kar ogłoszone na dany rok dostaw. Kolorem szarym oznaczone są wartości prognozowane.



Rysunek 28 - Potencjalne jednostkowe stawki kar w poszczególnych latach na podstawie [19], [20] oraz opracowania własnego

Projekt lub finalna wersja rozporządzenia w sprawie parametrów aukcji głównych i dodatkowych

Istotnym dla tworzenia strategii aukcyjnych są parametry aukcji. Ich finalna wartość publikowana jest na 2 tygodnie przed rozpoczęciem certyfikacji do aukcji głównych, ale wcześniej minister właściwy do spraw energii publikuje projekt rozporządzenia i przeprowadza konsultacje społeczne. Już w tym momencie możliwe jest przeprowadzenie wstępnych analiz i opracowanie scenariuszy działań.

Parametrami określonymi w ww. rozporządzeniu są:

- Wartości których iloczyn tworzy cenę maksymalną aukcji: cena wejścia nowej jednostki oraz współczynnik A – dzięki określeniu maksymalnej ceny możliwe jest sprawdzenie czy jest ona na poziomie umożliwiającym przeprowadzenie inwestycji w nową jednostkę, jej modernizację lub utrzymanie w przyszłości w funkcjonowaniu.
- Prognozowane zapotrzebowanie na moc oraz zakres mocy tworzony przez współczynniki X i Y – jest to zakres wolumenu mocy, który będzie zakontraktowany w ramach aukcji, dzięki późniejszemu badaniu konkurencji daje możliwość szacowania wyniku aukcji.
- Cena maksymalna cenobiorcy – jest to cena powyżej której jednostka istniejąca nie może opuścić aukcji, czyli dla takich jednostek złożenie wniosku o certyfikację do aukcji oznacza de facto akceptację ryzyka uzyskania umowy o tej wartości.
- Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności – jest to wartość ograniczająca moc oferowaną przez daną technologię na aukcji przez co jednostka wytwórcza uzyskuje mniejsze przychody z Rynku Mocy, ale również tworzy się dla niej naturalna rezerwa mocy, którą będzie mogła wykorzystać na rynku wtórnym. Wartość $KWD \times \text{moc}$ osiągalna netto jest istotna pod kątem oferowanej mocy jeśli z analizy optymalnej mocy uzyskana wartość będzie większa od tego iloczynu.
- Wymagane poziomy nakładów inwestycyjnych dla jednostek nowych i modernizowanych – dla udziału w aukcji ww. jednostek wartości te są szczególnie ważne ze względu na konieczność osiągnięcia odpowiednich nakładów inwestycyjnych dla uzyskania umów wieloletnich.

Zakładana w obliczeniach cena aukcji do analizy

Jedną ze zmiennych mających wpływ na wynik uzyskiwany w obliczeniach optymalnej mocy oferowanej w ramach aukcji mocy jest zakładana cena Obowiązku Mocowego. Przy założeniu wysokich wartości $C_{OM_{zat}}$ bardziej opłacalne jest oferowanie wyższego wolumenu Obowiązku Mocowego, zaś przy niższych wartościach $C_{OM_{zat}}$ moc optymalna będzie na niższym poziomie. W związku z tym w ramach metody wyznaczania optymalnego Obowiązku Mocowego istnieje możliwość zastosowania szeregu scenariuszy tego wskaźnika w zależności od preferowanego poziomu ryzyka oraz prognozowanych cen zamknięcia aukcji.

Przygotowane zostały 3 proponowane scenariusze wartości zakładanej ceny Obowiązku Mocowego:

- **Wysoki** – Scenariusz w którym zakładana cena Obowiązku Mocowego równa jest cenie otwarcia aukcji, czyli jej maksymalna możliwa wartość. Założenie tego scenariusza rekomendowane jest dla dostawców preferujących wyższy poziom ryzyka, bądź w przypadku, gdy prognozowana cena zamknięcia aukcji będzie wysoka ze względu na małą ilość mocy oferowanej przez dostawców względem parametrów aukcji. Na etapie certyfikacji do aukcji trudne jest dokładne oszacowanie stosunku popytu i podaży, ale przed rozpoczęciem certyfikacji znane są już parametry aukcji. Na ich podstawie oraz dostępnych danych o potencjalnych jednostkach biorących udział w aukcji istnieje możliwość oceny szans na realizację tego scenariusza.
- **Bazowy** – Scenariusz w którym zakładana cena Obowiązku Mocowego równa jest średniej arytmetycznej cenie zamknięcia analogicznej aukcji w poprzednich latach. Założenie tego scenariusza rekomendowane jest w przypadku, gdy dostawca preferuje zrównoważony poziom ryzyka lub, gdy prognozy w zakresie stosunku popytu i podaży wskazują na zakończenie się aukcji w rundach pomiędzy rozpoczęciem, a rundą w której występuje cena maksymalna cenobiorcy.
- **Bezpieczny** – Scenariusz w którym zakładana cena Obowiązku Mocowego równa jest maksymalnej cenie wyjścia cenobiorcy. Założenie tego scenariusza rekomendowane jest dla dostawców preferujących niższy poziom ryzyka lub w przypadku, gdy prognozy w zakresie stosunku popytu i podaży wskazują na zakończenie się aukcji w okolicach maksymalnej ceny wyjścia cenobiorcy lub niżej. W dotychczasowych aukcjach cena ta była granicą poniżej której wiele jednostek opuszczało aukcje powodując jej zakończenie. Nawet przy tym założeniu istnieje ryzyko, że cena spadnie znacznie poniżej

tego poziomu, ale jest to ryzyko, które może zostać zmitygowane na poziomie strategii cenowej poprzez wyjście z aukcji poniżej określonego poziomu ceny.

Analiza potencjalnych jednostek konkurujących w aukcji mocy

Istotnym dla wyników aukcji jest przeprowadzenie analizy potencjalnej konkurencji na aukcji rynku mocy. O ile w pierwszych aukcjach trudne było określenie możliwych uczestników i ich strategii oferowania mocy to na podstawie wyników aukcji oraz danych dostępnych publicznie istnieje możliwość oszacowania dość precyzyjnej listy jednostek uczestniczących w aukcji. Danymi możliwymi do wykorzystania przy opracowywaniu listy jednostek są:

- wyniki poprzednich aukcji rynku mocy;
- baza koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej prowadzona przez Urząd Regulacji Energetyki – daje możliwość zidentyfikowania każdej jednostki wytwórczej w Polsce;
- komunikaty prasowe i giełdowe spółek energetycznych.

W oparciu o ww. dane istnieje możliwość opracowania wariantowych scenariuszy podaży na aukcji mocy poprzez klasyfikowanie jednostek jako pewne udziału, prawdopodobnie biorące udział i nie biorące udziału. Wynikiem tej analizy jest również możliwość oszacowania rezerw poszczególnych dostawców i ich grup w kontekście funkcjonowania na rynku wtórnym.

Założenia związane z funkcjonowaniem rynku wtórnego w roku dostaw i rezerwami mocy

Przy opracowywaniu strategii aukcyjnej konieczne jest przyjęcie założeń dotyczących funkcjonowania rynku wtórnego. Różne podejście mogą reprezentować dostawcy mocy dysponujący niewielką ilością jednostek i dostawcy mocy będący częścią dużych grup kapitałowych. W przypadku grup dostawców mocy istnieje możliwość założenia wewnętrznego bilansowania się jednostek grupy poprzez zabezpieczenie rezerwy w grupie na poziomie mocy największej jednostki lub jej znacznej części. Dostawcy Mocy dysponujący pojedynczymi jednostkami, dla których nie ma możliwości wewnętrznego zabezpieczenia się na wypadek remontu lub awarii przy tworzeniu takich rezerw muszą liczyć się ze znacznym spadkami przychodów lub wystawieniem na ryzyko związane z dostępnością rezerw na rynku wtórnym. Wybór pomiędzy jednym ze scenariuszy powinien być wynikiem analizy potencjalnej konkurencji, dostępności własnych mocy rezerwowych i oczekiwanych wyników finansowych. Na wybór jednego z wariantów wpływać może akceptowany przez przedsiębiorstwa poziom ryzyka i wypracowanie rozwiązań gwarantujących dobre zarządzanie rezerwami w grupie. Na potrzeby tej analizy przyjęto, że jednostka wytwórcza nie jest

członkiem żadnej grupy bilansującej i akceptuje ryzyka związane z dostępnością rezerw na rynku wtórnym.

W celu dodatkowego zabezpieczenia się jednostek przed ryzykiem niewykonania Obowiązku Mocowego w trakcie Okresu Zagrożenia lub Testowego Okresu Zagrożenia istnieje możliwość utworzenia rezerwy oferowanej mocy względem wolumenu wynikającego z zastosowania ww. założeń. Przyjęcie dodatkowej rezerwy wiąże się z niezyskaniem części przychodów za pośrednictwem aukcji, ale daje możliwość przyjmowania dodatkowego wolumenu na rynku wtórnym w przypadku niezmaterializowania się ryzyk wpływających na możliwy spadek dostarczanej mocy. W tej grupie znajdują się wszystkie wcześniej wymienione zmienne wpływające na dostępność mocy przy określonych warunkach np. w przypadku wystąpienia anomalii meteorologicznych, zmiany planu produkcji, większej niż prognozowana degradacji jednostki wytwórczej.

Rekomendowane wartości zakładanej rezerwy mocy R:

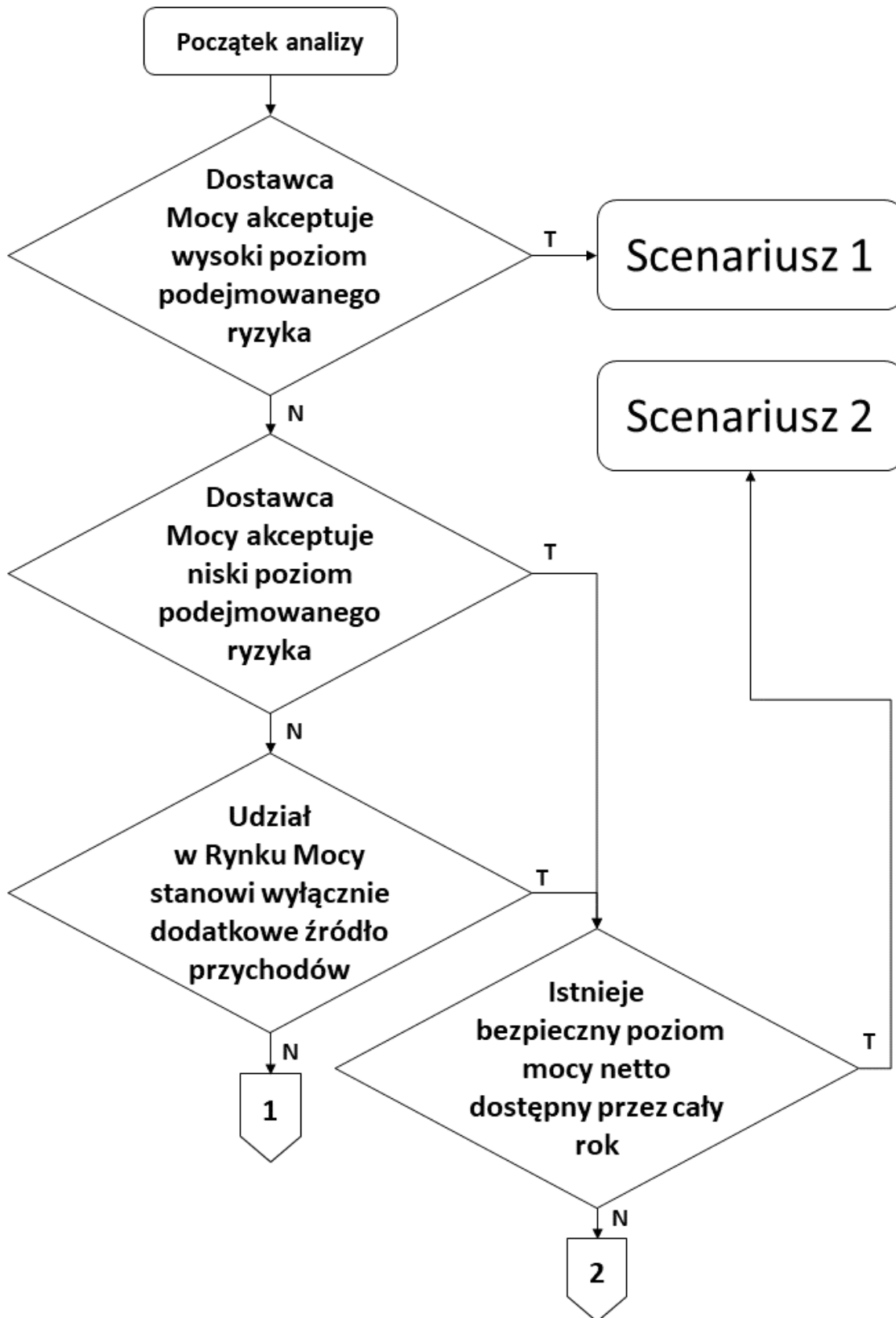
- 1% – w przypadku dysponowania wysokiej jakości danymi umożliwiającymi na tym etapie skwantyfikować wyżej wymienione ryzyka;
- 5% – w przypadku preferowania przez Dostawcę Mocy niskiego ryzyka lub w przypadku gdy przyjęte założenia i dane uniemożliwiają na tym etapie skwantyfikować wyżej wymienionych ryzyk na akceptowalnym poziomie.

4.1.3. Realizacja strategii rynku pierwotnym

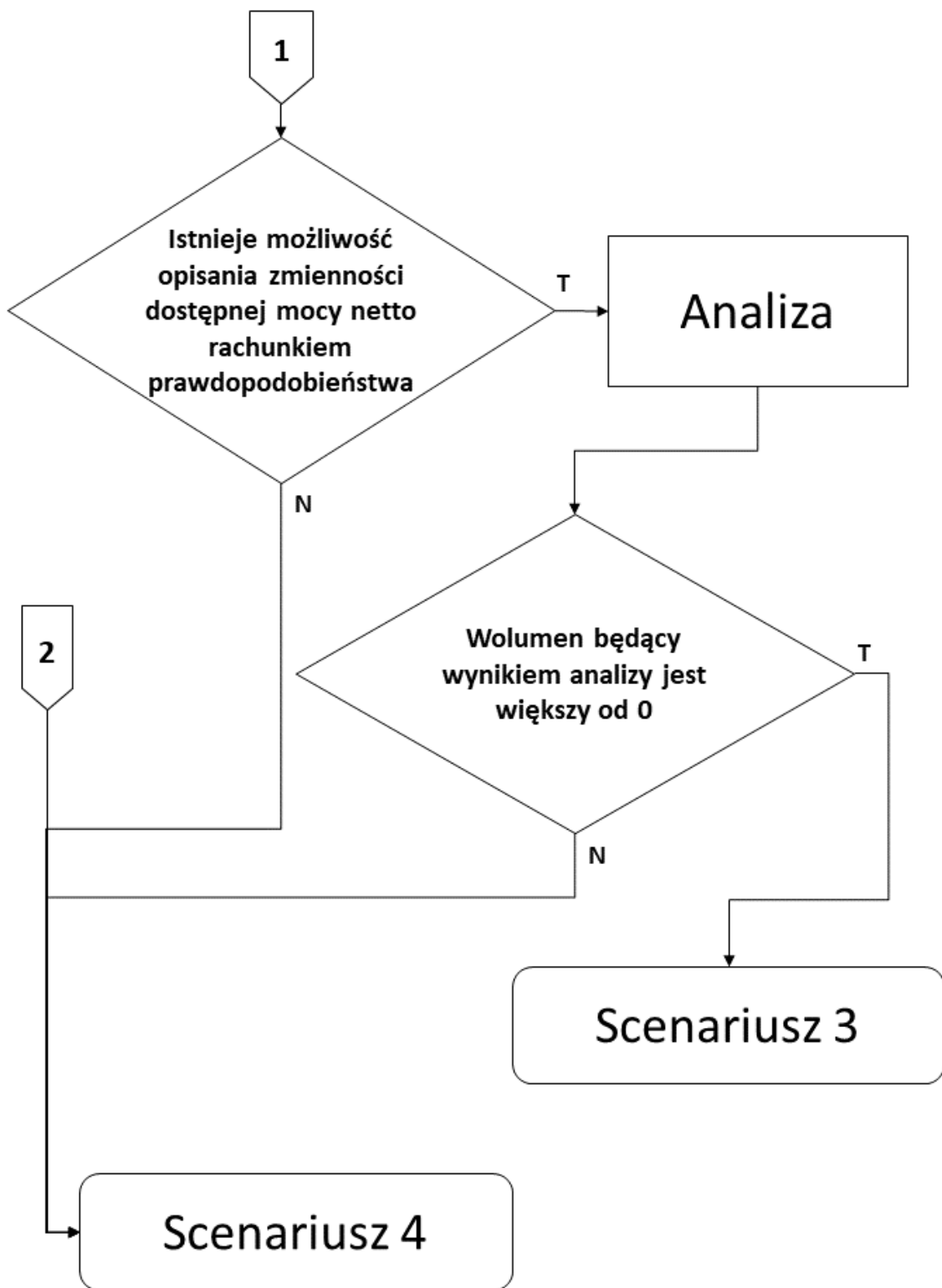
Wybór strategii wolumenowej

Pierwszym etapem realizacji założeń strategii rynku pierwotnego jest określenie wolumenu Obowiązku Mocowego, jaki powinien zostać zaoferowany na aukcji mocy. Określenie wolumenu odbywa się w ramach przygotowania wniosku o certyfikację do aukcji i w danym momencie dostawca mocy zna jedynie parametry aukcji (min. cenę maksymalną, cenę maksymalną wyjścia cenobiorcy, parametry linii popytu aukcji) i w oparciu o nie, oraz własne dane musi ocenić ryzyka związane z konkurencją w aukcji. Istotnym założeniem jest również ocenienie prognozowanej dostępności JRM w okresie dostaw, które będzie jednym z głównych czynników determinujących wybór danego scenariusza wolumenowego. Przed rozpoczęciem wyboru scenariusza należy określić poziomy ryzyka jakie są preferowane przez dostawcę mocy.

Wybór odpowiedniego scenariusza będzie polegał na sprawdzeniu czy dana JRM spełnia opisane dla kolejnego scenariusza warunki. W przypadku zaistnienia przesłanek, które odrzucają dany scenariusz, rozpoczynana jest analiza kolejnego scenariusza, aż do znalezienia scenariusza spełniającego wymagania lub dojściem do ostatniego scenariusza zakładającego brak udział w aukcji. Algorytm wyboru scenariusza wolumenowego został przedstawiony na rysunkach 29 i 30 zawierających odpowiedni schemat blokowy.



Rysunek 29 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza wolumenowego część 1.



Rysunek 30 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza wolumenowego część 2.

1. Scenariusz maksymalnego wolumenu

Warunkiem niezbędnym do przyjęcia scenariusza maksymalnego wolumenu jest posiadanie przez Dostawcę Mocy postawy skłonności do podejmowania ryzyka, czyli podejmowania decyzji również w przypadku, gdy prawdopodobieństwo poniesienia straty jest wysokie, ale daje możliwość uzyskania wysokich zysków. W tym przypadku nie istnieje konieczność weryfikacji dodatkowych warunków, ponieważ realizacja tego scenariusza daje maksymalne możliwe przychody, a wszelkie ryzyka związane z realizacją umowy są akceptowane. W wyniku dalszych analiz istnieje możliwość uzyskania takiego samego wyniku jak dla scenariusza maksymalnego wolumenu po spełnieniu większej ilości warunków.

2. Scenariusz bezpiecznego wolumenu

Warunki niezbędne do przyjęcia scenariusza bezpiecznego wolumenu:

- Dostawca Mocy posiada postawę awersji wobec podejmowania ryzyka;
- Charakterystyka pracy Jednostki Rynku Mocy umożliwia wykonanie Obowiązku Mocowego w wielkości określonej jako bezpieczny wolumen przez cały okres dostaw, wyłączając z tego okres remontów lub wystąpienie awarii. Nie występuje duża zmienność mocy lub jej zależność od trudnych do opisanego warunkiem prawdopodobieństwa zmiennych.

Warunkowe przyjęcie scenariusza bezpiecznego wolumenu możliwe jest gdy w przypadku, gdy mimo innej niż awersja podejściu do ryzyka Dostawca Mocy zdecyduje, że przychody z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych będą stanowić dodatkowe źródło przychodów, które będą osiąmane bez konieczności angażowania dodatkowych zasobów ludzkich lub technicznych, a przyjęcie bezpiecznego wolumenu minimalizuje dodatkowe koszty z tym związane.

3. Scenariusz optymalnego wolumenu

Warunki niezbędne do przyjęcia scenariusza optymalnego wolumenu:

- Dostawca Mocy posiada postawę neutralną wobec podejmowania ryzyka;
- Charakterystyka pracy Jednostki Rynku Mocy umożliwia zamodelowanie mocy netto będącej podstawą wykonania Obowiązku Mocowego na podstawie zależności wobec

zmiennych możliwych do opisanego rachunkiem prawdopodobieństwa, wyłączając z tego okres remontów lub wystąpienie awarii.

Warunki odrzucające możliwość przyjęcia scenariusza optymalnego wolumenu:

- Jeżeli w wyniku obliczeń optymalnego wolumenu uzyskano wynik równy zero.

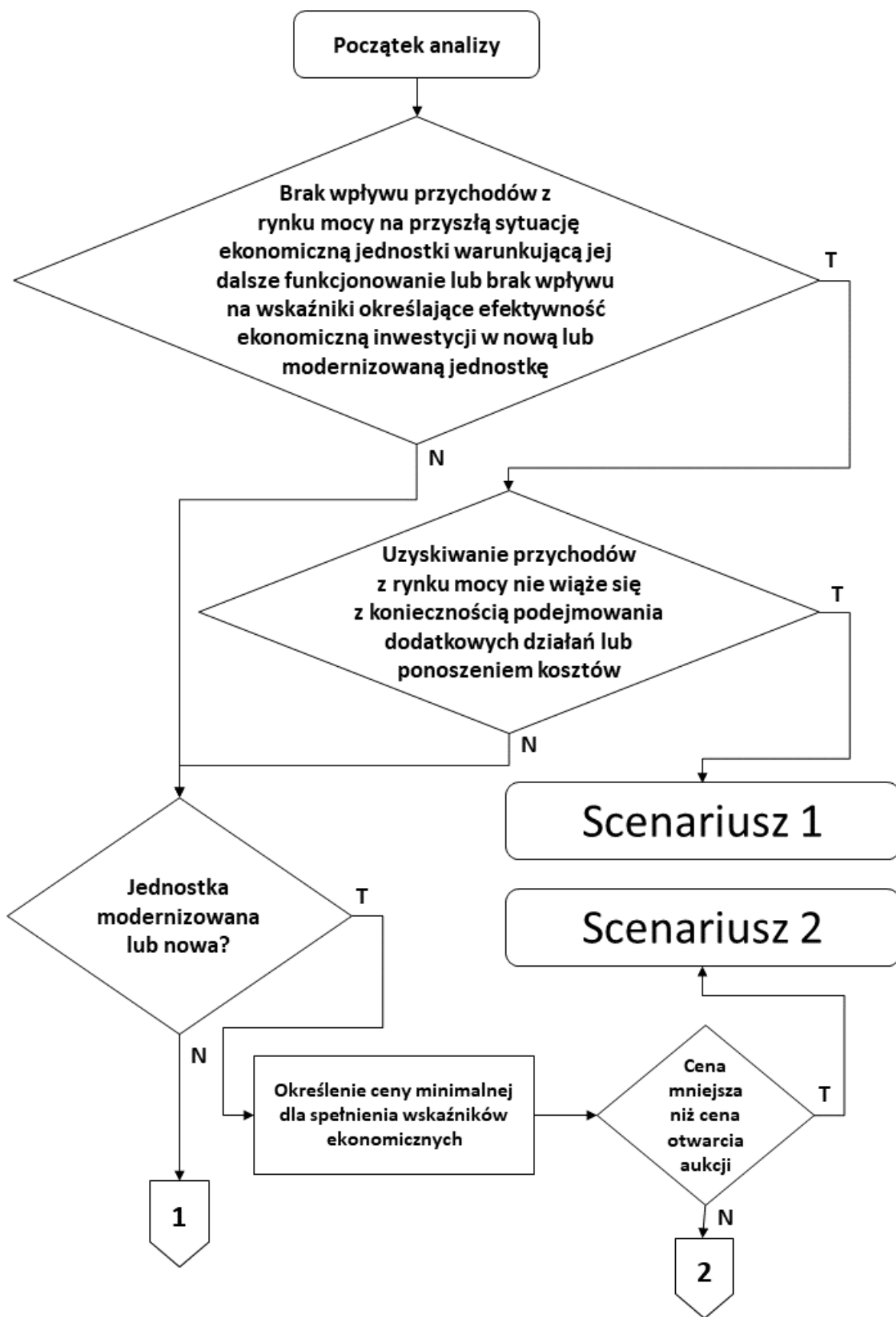
4. Scenariusz braku udziału w aukcji

Scenariusz realizowany w przypadku odrzucenia wszystkich powyższych scenariuszy wolumenowych.

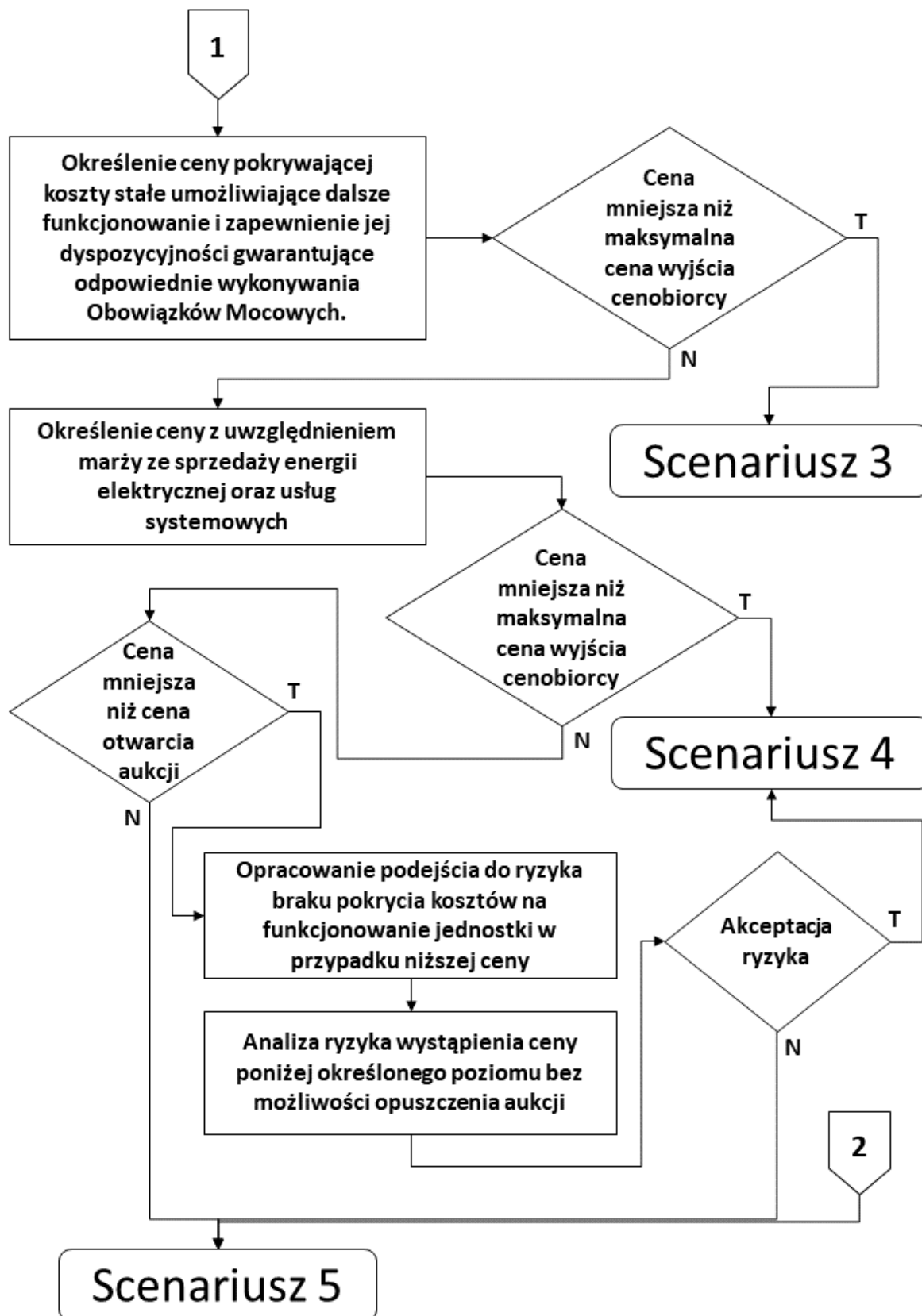
Wybór strategii cenowej

Drugim etapem realizacji założeń strategii rynku pierwotnego jest wybór scenariusza cenowego. Analiza ta powinna zostać wstępnie przeprowadzona już na etapie przygotowania do certyfikacji do aukcji w celu wykluczenia wystąpienia sytuacji w której rekomendowanym scenariuszem jest ten zakładający brak udziału w aukcji, a złożenie wniosku przez jednostkę istniejącą oznacza de facto akceptację każdej ceny powyżej maksymalnej ceny wyjścia cenobiorcy, ponieważ w tym zakresie nie ma możliwości wykonania żadnego działania na aukcji. Ostateczna ocena scenariuszy cenowych powinna odbyć się bezpośrednio przed aukcją, kiedy dostępne będą informacje w zakresie podaży.

Wybór odpowiedniego scenariusza będzie polegał na sprawdzeniu czy dana JRM spełnia opisane dla kolejnego scenariusza warunki. W przypadku zaistnienia przesłanki, która odrzuca dany scenariusz, rozpoczynana jest analiza kolejnego wskazanego scenariusza aż do znalezienia scenariusza spełniającego wymagania lub dojściem do ostatniego scenariusza zakładającego brak udziału w aukcji. Algorytm wyboru scenariusza cenowego został przedstawiony na rysunkach 31 i 32 zawierających odpowiedni schemat blokowy.



Rysunek 31 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza cenowego część 1.



Rysunek 32 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza cenowego część 2.

1. Scenariusz biernego uczestnictwa w aukcji

Warunki niezbędne do przyjęcia scenariusza biernego uczestnictwa w aukcji:

- Brak wpływu przychodów z rynku mocy na przyszłą sytuację ekonomiczną jednostki warunkującą jej dalsze funkcjonowanie lub brak wpływu na wskaźniki określające efektywność ekonomiczną inwestycji w nową lub modernizowaną jednostkę;
- Uzyskiwanie przychodów z rynku mocy nie wiąże się z koniecznością podejmowania dodatkowych działań lub ponoszeniem kosztów.

2. Scenariusz $NPV > 0$ dla inwestycji

Warunek niezbędny do przyjęcia scenariusza $NPV > 0$ dla inwestycji:

- Scenariusz dotyczy tylko jednostek nowych lub modernizowanych dla których przychody z rynku mocy stanowią warunek osiągnięcia przez nie wskaźnika oceniającego opłacalność tego projektu czyli np. $NPV > 0$ (istnieje możliwość zastosowania innych warunków).

Warunek odrzucający możliwość przyjęcia scenariusza $NPV > 0$ dla inwestycji:

- W przypadku, gdy obliczona graniczna wartość ceny Obowiązku Mocowego jest wyższa niż maksymalna cena w aukcji.

3. Scenariusz pokrycia kosztów stałych

Warunek niezbędny do przyjęcia scenariusza pokrycia kosztów stałych:

- Przychody z rynku mocy są niezbędne do pokrycia kosztów stałych umożliwiających dalsze funkcjonowanie jednostki i zapewnienie jej dyspozycyjności gwarantujące odpowiednie wykonywania Obowiązków Mocowych.

Warunek odrzucający możliwość przyjęcia scenariusza pokrycia kosztów stałych:

- W przypadku, gdy obliczona graniczna wartość ceny Obowiązku Mocowego jest wyższa niż maksymalna cena wyjścia cenobiorcy należy rozważyć scenariusz ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów.

4. Scenariusz ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów

Warunek niezbędny do przyjęcia scenariusza ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów:

- Przychody z rynku mocy są niezbędne do pokrycia części kosztów stałych umożliwiających dalsze funkcjonowanie jednostki i zapewnienie jej dyspozycyjności gwarantujące odpowiednie wykonywania Obowiązków Mocowych. Część z tych kosztów zostanie pokryta z marży na sprzedaży energii elektrycznej lub usług systemowych.

Warunki odrzucające możliwość przyjęcia scenariusza ceny uwzględniającej marżę pozostałych przychodów:

- W przypadku, gdy obliczona graniczna wartość ceny Obowiązku Mocowego jest wyższa niż maksymalna cena w aukcji należy przeprowadzić bardziej szczegółową analizę ekonomiczną funkcjonowania jednostki, również pod kątem zaprzestania produkcji w tej jednostce ze względu na brak możliwości pokrycia kosztów jej funkcjonowania;
- W przypadku, gdy obliczona graniczna wartość ceny Obowiązku Mocowego jest wyższa niż maksymalna cena wyjścia cenobiorcy, ale niższa niż maksymalna cena aukcji należy rozważyć przeprowadzić bardziej szczegółową analizę ryzyka uwzględniającą możliwe uzyskanie tych wartości w trakcie aukcji. W analizie tej należy wziąć pod uwagę parametry aukcji oraz dane dotyczące potencjalnej konkurencji i ocenić jakie jest prawdopodobieństwo wystąpienia ceny na oczekiwanym poziomie, a następnie podjęcie decyzji na podstawie preferowanego podejścia do ryzyka.

5. Scenariusz braku udziału w aukcji

Scenariusz realizowany w przypadku odrzucenia wszystkich powyższych scenariuszy cenowych.

Jeżeli analiza doprowadzi do tego scenariusza już na etapie przygotowań do certyfikacji do aukcji należy zaniechać składania wniosku, ponieważ może on skutkować przyjęciem niekorzystnej umowy mocowej. Jedynym przypadkiem, gdy dopuszczalna jest możliwość złożenia wniosku przy tym scenariuszu jest jednostka nowa i modernizowana dla której konieczne jest wniesienie zabezpieczenia tuż przed aukcją i niezrealizowanie tego obowiązku wycofuje jednostkę z aukcji bez konsekwencji.

Jeżeli ten wynik analizy pojawi się w ramach późniejszych działań bezpośrednio przed aukcją to dla jednostek nowych i modernizowanych niewnoszone jest zabezpieczenie finansowe, które nie dopuszcza jednostki do aukcji. Jeżeli nie ma takiej możliwości, należy opuścić aukcję w pierwszym możliwym momencie. Niesie to ze sobą ryzyko przyjęcia niekorzystnej umowy, dlatego krok ten powinien być analizowany już na etapie certyfikacji.

4.2. Strategie rynku wtórnego

Opisane w rozdziale 4.1. procesy związane z opracowaniem strategii na potrzeby aukcji mocy mają miejsce w znacznym horyzoncie czasowym od momentu dostawy przez co część z założeń przyjętych na tym etapie staje się nieaktualne. Bliższy termin pomiędzy działaniem na rynku wtórnym, a wykonaniem Obowiązku Mocowego pozwala na korzystanie z lepszych danych, które pozwolą zarówno na lepsze wykorzystanie rezerw do uzyskiwania dodatkowych przychodów, jak i zabezpieczą przed pojawieniem się sytuacji w których ryzyko niewykonania Obowiązku Mocowego będzie znaczne. Rynek wtórny wprowadza też dodatkowy element jakim jest interakcja z innymi Dostawcami Mocy i umożliwia to generowanie dodatkowych przepływów finansowych nie będących wynagrodzeniem z tytułu wykonywania OM.

Na potrzeby realizacji procesów opracowywania analiz i planowania został wprowadzony podział na strategie:

- Średnioterminową – od momentu uruchomienia rynku wtórnego do dnia d-10 przed wykonaniem Obowiązku Mocowego dnia d;
- Krótkoterminową – od dnia d-9 do godziny h-24 przed rozpoczęciem wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d w godzinie h.

4.2.1 Scenariusze działań w ramach strategii rynku wtórnego

W ramach działań realizowanych w ramach strategii rynku wtórnego można rozważyć kilka scenariuszy działań:

- Scenariusz „0” - Brak podejmowania działań na rynku wtórnym;
- Przeniesienie Obowiązku Mocowego na inną JRM;
- Przyjęcie Obowiązku Mocowego na daną JRM.

Scenariusz „0” stanowi punkt odniesienia do analizy pozostałych scenariuszy w kontekście oceny ich korzystności.

Przedstawione scenariusze są wspólne dla strategii średnioterminowej oraz krótkoterminowej. Strategie te różnią się horyzontem czasowym w którym są stosowane oraz używanymi założeniami.

Scenariusz braku podejmowania działań na rynku wtórnym

Scenariusz ten zakłada nie podejmowanie żadnych działań na rynku wtórnym, które obejmowałyby zarówno przenoszenie Obowiązku Mocowego z JRM w przypadku braku możliwości wykonania go, jak i brak przyjmowania Obowiązku Mocowego w przypadku posiadania dostępnych rezerw mocy. Przy analizie danej sytuacji zawsze punktem odniesienia jest stan obecny tj. aktualne zakontraktowanie oraz prognozowane w danym momencie wartości wskaźników używanych w analizie.

Ze względu na odmienne skutki w przypadku występowania deficytu lub rezerwy mocy analiza szans i ryzyk podzielona została na dwie części:

Brak podejmowania działań w przypadku, gdy moc netto JRM jest mniejsza od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Możliwość uzyskania pełnego przychodu z tytułu posiadanego Obowiązku Mocowego w przypadku, gdy nie wystąpią Okresy Zagrożenia lub Testowy Okres Zagrożenia.
- Możliwość wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.
- W przypadku, gdy dana JRM posiada już pozytywny wynik TOZ lub dotyczy czasu ww. zgłoszenia, realizacja tego scenariusza nie jest obciążona ryzykiem losowego i niemożliwego do przewidzenia TOZ, a ewentualne ryzyka odnoszą się tylko do możliwości wystąpienia Okresów Zagrożenia, których prawdopodobieństwo wystąpienia można zaprognozować.

Ryzyka:

- Wystąpienie takiej sytuacji może powodować następujące konsekwencje, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowym w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_Z$ w danym

- Okresie Zagrożenia, którego wartość zależy może od prognozowanego poziomu mocy netto lub wynikać z awarii danej jednostki.
- Konieczność zbilansowania WOM_{K_Z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n .
 - W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_Z} na daną JRM nakładana jest kara będąca iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_Z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia, dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.
- Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
- Uzyskanie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku, gdy wolumen dostarczonej mocy, którego wartość zależy może od prognozowanego poziomu mocy netto lub wynikać z awarii, danej jednostki jest mniejszy niż wolumen posiadanego Obowiązku Mocowego. W przypadku TOZ istnieje obowiązek dostarczenia 100% OM, bez skorygowania stosowanego w Okresach Zagrożenia.
 - Negatywny wynik TOZ skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynem wolumenu

Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .

- Testowy Okres Zagrożenia może być ogłoszony raz na kwartał. W przypadku negatywnego wyniku i braku zgłoszenia gotowości JRM nie może zostać ogłoszony ponowny TOZ. W przypadku negatywnego wyniku, a następnie przekazaniu informacji o gotowości do dostarczania mocy, może być on ogłoszony ponownie, aż do momentu uzyskania pozytywnego wyniku.
- Możliwość zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:
 - Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
 - Uzyskał negatywny wynik TOZ

Brak podejmowania działań w przypadku, gdy moc netto JRM jest większa od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Posiadanie przez JRM dodatkowej rezerwy mocy zabezpieczającej przed ryzykami związanymi z wystąpieniem nieplanowanych ubytków mocy.
- W przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia istnieje możliwość sprzedaży większego wolumenu realokacji WSOM, dzięki temu że istniejąca rezerwa mocy stanowi dodatkową nadwyżkę WSOM dla tej JRM.

Ryzyka:

- Utrata przychodów możliwych do uzyskania w przypadku przyjęcia dodatkowego Obowiązku Mocowego, którego poziom i warunki cenowe były korzystne pod kątem analizowanych ryzyk.

Scenariusz przeniesienia Obowiązku Mocowego na inną JRM

Scenariusz ten zakłada przeniesienie Obowiązku Mocowego poprzez transakcję na rynku wtórnym na inną JRM, obejmuje on zarówno przenoszenie Obowiązku Mocowego z JRM w przypadku braku możliwości wykonania go, jak i w przypadku posiadania dostępnych rezerw mocy. Przy analizie danej sytuacji zawsze punktem odniesienia jest stan obecny tj. aktualne zakontraktowanie oraz prognozowane w danym momencie wartości wskaźników używanych w analizie.

Ze względu na odmienne skutki w przypadku występowania deficytu lub rezerwy mocy analiza szans i ryzyk podzielona została na dwie części:

Przeniesienie Obowiązku Mocowego na inną JRM w przypadku, gdy moc netto JRM jest mniejsza od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Przeprowadzenie tego działania w sytuacji deficytu mocy, pozwala na uniknięcie szeregu negatywnych konsekwencji, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uniknięcie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowy w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia, którego wartość zależy może od prognozowanego poziomu mocy netto lub wynikać z awarii danej jednostki.
 - Brak konieczności zbilansowania WOM_{K_z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n . W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_z} na daną JRM nakładana jest kara będąca iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n . Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia,

dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.

- Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
 - Uniknięcie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia, który skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynem wolumenu Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Uniknięcie ryzyka zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:
 - Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
 - Uzyskał negatywny wynik TOZ
 - Możliwość uzyskania przychodu z dopłaty ze strony przyjmującej Obowiązek Mocowy, która częściowo zrekompensuje utracone przychody.
 - Możliwość uniknięcia kosztów związanych z utrzymaniem dostępności JRM w zakresie przenieszonego Obowiązku Mocowego.

Ryzyka:

- Utrata pełnego przychodu z tytułu posiadanego Obowiązku Mocowego w przypadku gdy nie wystąpią Okresy Zagrożenia lub Testowy Okres Zagrożenia.
- Utracenie możliwości wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.
- W przypadku, gdy dana JRM posiada już pozytywny wynik TOZ lub dotyczy czasu ww. zgłoszenia, realizacja tego scenariusza nie jest obciążona ryzykiem losowego i niemożliwego do przewidzenia TOZ, a ewentualne ryzyka odnoszą się tylko do możliwości wystąpienia Okresów Zagrożenia, których prawdopodobieństwo wystąpienia można zaprognozować.
- Ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów z tytułu przeprowadzania transakcji.

Przeniesienie Obowiązku Mocowego na inną JRM w przypadku, gdy moc netto JRM jest większa od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Posiadanie przez JRM dodatkowej rezerwy mocy zabezpieczającej przed ryzykami związanymi z wystąpieniem nieplanowanych ubytków mocy.
- W przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia istnieje możliwość sprzedaży większego wolumenu realokacji WSOM, dzięki temu że istniejąca rezerwa mocy stanowi dodatkową nadwyżkę WSOM dla tej JRM.
- Możliwość uzyskania przychodu z dopłaty ze strony przyjmującej Obowiązek Mocowy, która częściowo zrekompensuje utracone przychody.

Ryzyka:

- Utrata przychodu z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego dla wolumenu, którego realizacja nie wiązałaby się z ryzykiem ponoszenia kar.
- Ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów z tytułu przeprowadzania transakcji.
- Ponoszenie kosztów związanych z utrzymaniem dostępności JRM w zakresie przenieszonego Obowiązku Mocowego bez uzyskiwania przychodu.

Scenariusz przyjęcia Obowiązku Mocowego z innej JRM

Scenariusz ten zakłada przyjęcie Obowiązku Mocowego poprzez transakcję na rynku wtórnym z innej JRM, obejmuje on zarówno przyjęcie Obowiązku Mocowego z JRM w przypadku braku możliwości wykonania go, jak i w przypadku posiadania dostępnych rezerw mocy. Przy analizie danej sytuacji zawsze punktem odniesienia jest stan obecny tj. aktualne zakontraktowanie oraz prognozowane w danym momencie wartości wskaźników używanych w analizie.

Ze względu na odmienne skutki w przypadku występowania deficytu lub rezerwy mocy analiza szans i ryzyk podzielona została na dwie części:

Przyjęcie Obowiązku Mocowego z innej JRM w przypadku, gdy moc netto JRM jest mniejsza od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Możliwość uzyskania dodatkowego przychodu z tytułu posiadanego Obowiązku Mocowego w przypadku gdy nie wystąpią Okresy Zagrożenia lub Testowy Okres Zagrożenia.
- Możliwość uzyskania przychodu z dopłaty ze strony przenoszącej Obowiązek Mocowy, która może zabezpieczyć część lub całość ryzyk związanych z przyjęciem Obowiązku Mocowego i braku możliwości jego wykonania.
- Możliwość wykorzystania zgłoszenia za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy zdarzenia awaryjnego, które uniemożliwia PSE ogłoszenie TOZ przez 72 godzin od tego zgłoszenia, wraz z 8 godzinami pomiędzy ogłoszeniem, przeprowadzeniem TOZ daje JRM 80 godzin bez ryzyka przeprowadzenia TOZ. Każda JRM może 2-krotnie w każdym kwartale skorzystać z tego zgłoszenia.
- W przypadku, gdy dana JRM posiada już pozytywny wynik TOZ lub dotyczy czasu ww. zgłoszenia, realizacja tego scenariusza nie jest obciążona ryzykiem losowego i niemożliwego do przewidzenia TOZ, a ewentualne ryzyka odnoszą się tylko do możliwości wystąpienia Okresów Zagrożenia, których prawdopodobieństwo wystąpienia można zaprognozować.

Ryzyka:

- Przeprowadzenie tego działania w sytuacji deficytu mocy powoduje szereg negatywnych konsekwencji, w przypadku:
 - Wystąpienia Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie w danym Okresie Zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego WOM_{K_z} będącego różnicą pomiędzy Skorygowanym Obowiązkiem Mocowy w danym Okresie Zagrożenia, a potencjalnym wolumenem $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia.
 - Konieczności zbilansowania WOM_{K_z} poprzez realokację $WSOM_Z$ z JRM posiadających nadwyżkę $WSOM_Z$ w danym Okresie Zagrożenia. Realokacja odbywać się będzie poprzez zawarcie transakcji rynku wtórnego, których realizacja związana jest z uiszczeniem zapłaty dla strony przekazującej $WSOM_Z$. Wartość dopłaty zależna jest od ilości nadwyżki dostępnej na rynku, a jej wartość maksymalna to jednostkowa stawka kar SK_n . W przypadku braku możliwości przeprowadzenia realokacji $WSOM_Z$ w celu pokrycia całości lub części WOM_{K_z} na daną JRM nakładana jest kara będąca iloczynem różnicy niezbilansowanej realokacją części WOM_{K_z} oraz jednostkowej stawki kar SK_n . Nie istnieją ograniczenia w zakresie ilości ogłaszanych Okresów Zagrożenia, dlatego należy rozpatrywać możliwość zajścia takiego zdarzenia w każdej godzinie wykonywania OM.
 - Ogłoszenia Testowego Okresu Zagrożenia:
 - Uzyskanie negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia, który skutkuje:
 - Nałożeniem kary będącej iloczynem wolumenu Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .
 - Brakiem możliwości przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym przez daną jednostkę po uzyskaniu z PSE informacji o negatywnym wyniku TOZ.
 - Wstrzymaniem wynagrodzenia za okres pomiędzy testem, a zgłoszeniem możliwości dostarczenia mocy w wielkości posiadanego Obowiązku Mocowego.
 - Nie zwalnia z obowiązku dostarczania mocy w trakcie Okresów Zagrożenia, co w połączeniu z brakiem możliwości dokonywania transakcji na rynku wtórnym skutkuje nakładaniem kary w wysokości iloczynem wolumenu

Skorygowanego Obowiązku Mocowego niemożliwego do wykonania i jednostkowej stawki kar SK_n .

- Wystąpienie ryzyka zerwania umowy mocowej przez PSE – zgodnie z Wzorem Umowy Mocowej stanowiącej załącznik do Regulaminu Rynku Mocy, Umowa Mocowa jest zrywana w przypadku naliczenia Dostawcy Mocy kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego do ich maksymalnej wysokości, jeżeli w Okresie Zagrożenia lub Testowym Okresie Zagrożenia przypadającym po tym zdarzeniu Dostawca ponownie:
 - Wykonał Obowiązek Mocowy w wielkości mniejszej niż 70% Skorygowanego Obowiązku Mocowego danej JRM, z uwzględnieniem ewentualnej realokacji wolumenu, albo
 - Uzyskał negatywny wynik TOZ
- Ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów z tytułu przeprowadzania transakcji.
- Konieczność ponoszenia kosztów związanych z utrzymaniem dostępności JRM w zakresie przyjmowanego Obowiązku Mocowego.

Przyjęcie Obowiązku Mocowego z innej JRM w przypadku, gdy moc netto JRM jest większa od posiadanego Obowiązku Mocowego

Szanse:

- Uzyskanie przychodu z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego dla wolumenu, którego realizacja nie wiązałaby się z ryzykiem ponoszenia kar.
- Możliwość uzyskania przychodu z dopłaty ze strony przenoszącej Obowiązek Mocowy, która może zabezpieczyć część lub całość ryzyk związanych z przyjęciem Obowiązku Mocowego.
- Możliwość pokrycia kosztów związanych z utrzymaniem dostępności JRM w zakresie przyjmowanego Obowiązku Mocowego.

Ryzyka:

- Utracenie przez JRM dodatkowej rezerwy mocy zabezpieczającej przed ryzykami związanymi z wystąpieniem nieplanowanych ubytków mocy.
- W przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia utracenie możliwości sprzedaży większego wolumenu realokacji WSOM, dzięki temu że istniejąca rezerwa mocy stanowi dodatkową nadwyżkę WSOM dla tej JRM.
- Ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów z tytułu przeprowadzania transakcji.

4.2.2. Analiza scenariuszy działań w ramach strategii rynku wtórnego

Działalność Dostawcy Mocy na rynku wtórnym może mieć charakter:

- **Aktywny** – Gdy dany Dostawca Mocy jest inicjującym proces przenoszenia transakcji poprzez skierowanie zapytań ofertowych do innych Dostawców Mocy lub poprzez przenoszenie Obowiązków Mocowych pomiędzy własnymi JRM. Aktywna działalność rekomendowana jest szczególnie w przypadku występowania sytuacji w których istnieje niedobór mocy względem posiadanego Obowiązku Mocowego w celu uniknięcia ryzyka kar, ale może ona również skutkować pozyskaniem dodatkowych Obowiązków Mocowych i uzyskanie dodatkowych przychodów.
- **Bierny** – Gdy dany Dostawca Mocy oczekuje na zapytania ofertowe innych Dostawców Mocy i podejmuje działania tylko jako odpowiedź na nie lub brak podejmowania żadnych działań. Bierna działalność jest mniej skuteczna od aktywnej, ale jest akceptowalna w przypadku, gdy JRM posiadają zbilansowany poziom Obowiązku Mocowego względem dostępnych mocy, a brakuje możliwości przyjmowania dodatkowych OM.

Na potrzeby przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym, zarówno aktywną i bierną, konieczne jest opracowanie zasad, które pozwolą na podejmowanie decyzji w zakresie przeprowadzenia danego działania. W zakresie aktywnych działań będą one wpływać na parametry wysyłanych zapytań ofertowych, zaś w zakresie biernych działań na ocenę otrzymywanych zapytań oraz przesyłanie ofert będących odpowiedzią na nie.

Podstawowym założeniem w działalności na rynku wtórnym jest to by podejmowane działania przynosiły korzyści dla Dostawcy Mocy. W tym celu opracowany został algorytm umożliwiający ocenę takiej transakcji uwzględniając szanse i ryzyka wynikające z realizacji wybranego scenariusza. Analogicznie jak opisane jest to w strategii dotyczącej rynku pierwotnego, konieczne jest określenie akceptowalnego poziomu ryzyka przez Dostawcę Mocy. Ze względu na to, że działalność na rynku wtórnym ma charakter ciągły i wprowadzanie różnych metod w zależności od przyjętych założeń dotyczących ryzyka mogłoby utrudniać prace związane z analizami konieczności przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym, w przypadku strategii rynku wtórnego zaproponowano jedną metodę obliczeniową, zaś różnice związane z poziomem ryzyka przeniesione zostały do założeń wykorzystywanych w obliczeniach. Założenia te wpływają na uzyskiwane wyniki i rekomendacje transakcji zgodnie z przyjętym scenariuszem ryzyka.

Warunkiem dla pozytywnej rekomendacji przeprowadzenia danej transakcji jest zachowanie warunku by korzyść transakcji była większa od zera:

$$K_T > 0 \quad (4.2.1.)$$

Wskaźnik ten definiujemy w następujący sposób:

$$K_T = F_T - F_0 \quad (4.2.2.)$$

gdzie:

K_T – korzyść finansowa w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażona w PLN;

F_T – wynik finansowy w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

F_0 – wynik finansowy w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN.

Korzyść finansowa transakcji jest różnicą wyników finansowych w przypadku realizacji transakcji oraz jej braku. W przypadku, gdy wartość ta równa jest 0, wybór pomiędzy dwoma działaniami nie przynosi żadnej różnicy w wyniku finansowym, dlatego w tym przypadku rekomendowanym jest niepodejmowanie żadnych działań.

Sprowadzenie analizy każdej transakcji do wspólnego punktu odniesienia umożliwia porównywalność transakcji między sobą. W tym przypadku jeśli koniecznym jest podjęcie decyzji pomiędzy dwiema lub więcej opcjami, dla każdej z nich możliwe jest określenie K_T i wybranie tej z najwyższą wartością.

Przy określaniu wyniku finansowego w wyniku przeprowadzenia transakcji uwzględniane są wszystkie źródła przychodów oraz kosztów mogące pojawić się w następstwie przeprowadzenia transakcji.

Wzór na wynik finansowy w przypadku przeprowadzenia transakcji wyrażany jest wzorem:

$$F_T = F_{Wynagrodzenie_T} + F_{RWSOM_T} + F_{CF_transakcji_T} - F_{Kary_T} - F_{Koszty_T} \quad (4.2.3.)$$

gdzie:

F_T – wynik finansowy w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$F_{Wynagrodzenie_T}$ – wynagrodzenie uzyskane z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

F_{RWOSM_T} – potencjalne wynagrodzenie uzyskane w wyniku realokacji nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego na rynku wtórnym w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{CF_transakcji_T}$ – wynik finansowy wynikający z przepływów finansowych pomiędzy stronami transakcji na rynku wtórnym w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

F_{Kary_T} – potencjalne kary mogące wystąpić w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

F_{Koszty_T} – koszty lub oszczędności wynikające z przeprowadzenia transakcji względem stanu bez realizacji transakcji, wyrażone w PLN.

Wynagrodzenie, które JRM uzyska z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych jest różnicą pomiędzy wynagrodzeniem, które jest możliwe do uzyskania przez nią na podstawie posiadanych Obowiązków Mocowych przy założeniu ich pełnego wykonania, a wynagrodzeniem, które JRM może utracić w konsekwencji negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia i pozostawaniu w stanie uniemożliwiającym ponowne dostarczenie mocy. Wartość ta wyrażana jest wzorem:

$$F_{Wynagrodzenie_T} = F_{OM_T} - F_{Utrata_wyn_T} \quad (4.2.4.)$$

gdzie:

$F_{Wynagrodzenie_T}$ – wynagrodzenie uzyskane z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

F_{OM_T} – wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$F_{Utrata_wyn_T}$ – wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych utracone w przypadku negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN.

Wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych jest sumą wszystkich wynagrodzeń obliczanych jako iloczyn wolumenów i cen wszystkich Obowiązków Mocowych we wszystkich godzinach wszystkich analizowanych okresów rozliczeniowych przy uwzględnieniu kosztu pieniądza w czasie. Ze względu na różne terminy wpłacanego wynagrodzenia, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a realizacją wypłaty wynagrodzenia. Wartość ta wyrażana jest wzorem:

$$F_{OM_T} = \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{p_m} * \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_T} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n})$$

(4.2.5.)

gdzie:

F_{OM_T} – wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{p_m} - współczynnik dyskontujący dla przychodów uzyskanych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i , wyrażona w PLN/kW/a;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n , którego dotyczy analiza.

Wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych nie jest wypłacane za okres pomiędzy uzyskaniem negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia, a zgłoszeniem ponownej gotowości do wykonywania OM. Zakłada się, że sytuacja w której traczone jest wynagrodzenie wystąpi tylko w przypadku awarii uniemożliwiającej ponowne wykonywanie Obowiązków Mocowych. W przypadku uzyskania negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w ramach bieżącego niezbilansowania mocy netto i OM na

podstawie Strategii Wykonywania Obowiązków Mocowych podejmowana jest decyzja o zgłoszeniu ponownej gotowości. Na potrzeby kalkulacji strategii średnioterminowej i krótkoterminowej zakłada się, że zgłoszenie to zostanie wykonane bezpośrednio po zakończeniu Testowego Okresu Zagrożenia.

Ekspozycja na ryzyko przeprowadzenia TOZ w przypadku wystąpienia awarii zależy od możliwości przeprowadzenia TOZ przez PSE oraz możliwości zgłoszenia niedyspozycyjności zabezpieczającej przed ogłoszeniem TOZ. Na potrzeby obliczeń zakładana jest liczba godzin występująca pomiędzy godziną z negatywnym wynikiem TOZ, a zgłoszeniem gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za które JRM nie otrzyma wynagrodzenia. Na potrzeby obliczeń zakłada się, że utracone zostanie wynagrodzenie odpowiadające wielokrotności godziny w której zdyskontowane wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych pomnożone przez prawdopodobieństwo wystąpienia awarii jest największe.

$$\begin{aligned}
 F_{Utrata_wyn_T} = & W_{TOZ_{qn}} * h_{awarii} * \\
 & * \max \left\{ c_{p_1} * W_{Awarii_{i1}} * \sum_{i=1}^I (OM_{11i_T} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}), \dots, c_{p_m} * W_{Awarii_{mh}} * \right. \\
 & * \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_T} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}), \dots, \\
 & \left. c_{p_{MR}} * W_{Awarii_{MRHOM_{MR}}} * \sum_{i=1}^I (OM_{MRHOM_{MR}i_T} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}) \right\}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.6}$$

gdzie:

$F_{Utrata_wyn_T}$ – wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych utracone w przypadku negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$W_{TOZ_{qn}}$ – współczynnik określający status względem możliwości wystąpienia negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku awarii w kwartale q roku dostaw n. W przypadku, gdy JRM posiada już w danym kwartale pozytywny wynik TOZ lub posiada co najmniej jedną możliwość zgłoszenia awarii w danym kwartale współczynnik wynosi 0. W pozostałych przypadkach współczynnik posiada wartość 1.;

h_{awarii} – zakładana liczba godzin występująca pomiędzy godziną z negatywnym wynikiem TOZ, a zgłoszeniem gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za które JRM nie otrzyma wynagrodzenia;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;
 H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;
 c_{p_m} - współczynnik dyskontujący dla przychodów uzyskanych w miesiącu rozliczeniowym m ;
 I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;
 OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;
 C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i , wyrażona w PLN/kW/a;
 $W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;
 L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n , którego dotyczy analiza.

W przypadku, gdy JRM w Okresie Zagrożenia wykona więcej Skorygowanego Obowiązku Mocowego niż wartość do której jest zobowiązana, dysponuje wolumenem, który może realokować na inne JRM i uzyskać z tego tytułu dodatkowe wynagrodzenie. Jeżeli JRM posiada rezerwę pomiędzy prognozowaną mocą netto (wraz z założonym poziomem rezerwy), a posiadany Obowiązkiem Mocowym może przyjąć go i uzyskać przychód z tego tytułu. Jeśli jednak prawdopodobieństwo wystąpienia Okresu Zagrożenia w danym okresie jest wystarczająco duże, korzystniejsze jest nie przyjmowanie tego OM, ale już po Okresie Zagrożenia zaoferować realokację WSOM Dostawcom Mocy, którzy nie wykonali go w pełnej wielkości. Cena za jaką może dokonać realokacji wymaga dodatkowych założeń i analiz.

Przychód ten wyrażony jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{RWSOM_T} = & \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{T_m} * \\
 & * \sum_{i=1}^I \{ \max[0, P_{O_netto_{mh}} * (1 - R_{mh}) - OM_{mhi_T} * W_{SOM_{mh}}] \} * W_{POZ_{mh}} * \\
 & * C_{RWSOM_{mh}}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.7.}$$

gdzie:

F_{RWSOM_T} – potencjalne wynagrodzenie uzyskane w wyniku realokacji nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego na rynku wtórnym w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{T_m} - współczynnik dyskontujący dla przychodu z transakcji realokacji w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadane przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

R_{mh} - rezerwa mocy zakładana w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w procentach;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$C_{RWSOM_{mh}}$ – cena relokowanej nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w PLN/MW.

Na potrzeby obliczeń istnieje konieczność założenia sposobu obliczania ceny relokowanej nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego. Ze względu na brak danych w zakresie historycznych cen takiej transakcji przyjęto założenie, że cena ta będzie wynosić połowę stawki kary pomnożonej przez współczynnik skorygowania Obowiązku Mocowego i wyraża się wzorem:

$$C_{RSOM_{mh}} = \frac{SK_n * W_{SOM_{mh}}}{2} \quad (4.2.8.)$$

gdzie:

$C_{RSOM_{mh}}$ – cena relokowanej nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w PLN/MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Kary jakie potencjalnie mogą zostać nałożone na JRM są sumą kar prognozowanych w przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia i Testowych Okresów Zagrożenia podczas których JRM nie będzie w stanie wykonać w pełni zobowiązania. Potencjalne kary możemy zapisać następującym wzorem:

$$F_{Kary_T} = F_{Kary_{OZ_T}} + F_{Kary_{OZ_Awaria_T}} + F_{Kary_{TOZ_T}} \quad (4.2.9.)$$

gdzie:

F_{Kary_T} – potencjalne kary mogące wystąpić w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_{OZ_T}}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie normalnej eksploatacji w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_OZ_Awaria_T}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie awarii w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_TOZ_T}$ – potencjalne kary wynikające z negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN.

Pierwszą składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie normalnej eksploatacji gdy w Okresach Zagrożenia prognozowana moc netto pomniejszona o rezerwę jest mniejsza od prognozowanego Skorygowanego Obowiązku Mocowego jaki JRM powinna wykonać w danym Okresie Zagrożenia. Prognozowane kary są sumą dyskontowanych kar jakie z określonym prawdopodobieństwem mogą zostać zapłacone przy danym poziomie Obowiązków Mocowych i mocy netto. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary. Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_OZ_T} = & \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{k_m} * \\
 & * \sum_{i=1}^I \{ \max[0, OM_{mhi_T} * W_{SOM_{mh}} - P_{O_{netto_{mh}}} * (1 - R_{mh})] \} * W_{POZ_{mh}} * \\
 & * SK_n
 \end{aligned}
 \tag{4.2.10.}$$

gdzie:

$F_{Kary_OZ_T}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie normalnej eksploatacji w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

R_{mh} - rezerwa mocy zakładana w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w procentach;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Kolejną składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie awarii powodując brak możliwości wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia. Prognozowane kary są sumą dyskontowanych kar jakie z określonym prawdopodobieństwem mogą zostać zapłacone przy danym poziomie Obowiązków Mocowych. Wysokość kary zależy od iloczynu prawdopodobieństw wystąpienia awarii oraz Okresu Zagrożenia w danej godzinie. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary.

Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_OZ_Awaria_T} &= \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} C_{k_m} * \\
 &* \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_T} * W_{SOM_{mh}}) * W_{Awarii_{mh}} * W_{POZ_{mh}} * SK_n
 \end{aligned}
 \tag{4.2.11.}$$

gdzie:

$F_{Kary_OZ_Awaria_T}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie awarii w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

C_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Ostatnią składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie awarii lub braku wystarczającej mocy netto powodując negatywny wynik Testowego Okresu Zagrożenia. Prognozowana kara może wystąpić w przypadku, gdy PSE ma możliwość ogłoszenia

Testowego Okresu Zagrożenia, a JRM nie ma możliwości zgłoszenia niedyspozycyjności zabezpieczającej przed ogłoszeniem TOZ przez 72h. W związku z tym, że TOZ może być ogłoszony tylko raz, wybierana jest największa z wartości: największa kara jaka z określonym prawdopodobieństwem może wystąpić w razie awarii JRM lub największa kara jaka może wystąpić w wyniku niewykonania OM w trakcie potencjalnego TOZ w przypadku niezbilansowania mocy netto względem posiadanego OM. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary. Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_TOZ_T} = & W_{TOZ_{qn}} * SK_n * \\
 & * \max \left\{ \max \left[c_{k_1} * \sum_{i=1}^I OM_{11i_T} * W_{Awarii_{11}}, \dots, \right. \right. \\
 & c_{k_m} * \sum_{i=1}^I OM_{mhi_T} * W_{Awarii_{mh}}, \dots, \\
 & \left. \left. c_{k_{M_R}} * \sum_{i=1}^I OM_{M_R h_{OM_{M_R}} i_T} * W_{Awarii_{M_R h_{OM_{M_R}}}} \right], \right. \\
 & \max \left[c_{k_1} * \sum_{i=1}^I [OM_{11i_T} - P_{O_{netto_{11}}}], \dots, \right. \\
 & c_{k_m} * \sum_{i=1}^I [OM_{mhi_T} - P_{O_{netto_{mh}}}], \dots, c_{k_{M_R}} * \\
 & \left. \left. \sum_{i=1}^I [OM_{M_R h_{OM_{M_R}} i_T} - P_{O_{netto_{M_R h_{OM_{M_R}}}}}] \right] \right\}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.12.}$$

gdzie:

$F_{Kary_TOZ_T}$ – potencjalne kary wynikające z negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$W_{TOZ_{qn}}$ – współczynnik określający status względem możliwości wystąpienia negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku awarii w kwartale q roku dostaw n. W przypadku, gdy JRM posiada już w danym kwartale pozytywny wynik TOZ lub posiada co najmniej jedną możliwość zgłoszenia awarii w danym kwartale współczynnik wynosi 0. W pozostałych przypadkach współczynnik posiada wartość 1;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_T} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Przeprowadzenie transakcji rynku wtórnego może wiązać się z wystąpieniem dodatkowych przepływów pieniężnych pomiędzy stronami transakcji. Według przyjętej praktyki rynkowej w porozumieniu transakcyjnym określany jest wolumen przenoszonego Obowiązku Mocowego oraz jednostkowa należność jaką jedna ze stron przekazuje drugiej w zamian za przeprowadzenie transakcji. Kierunek należności jest dowolny i nie ma zależności pomiędzy kierunkiem przekazywanego Obowiązku Mocowego. Ze względu na różne terminy płatności, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności. Wartość wyniku finansowego dla przepływu określana jest wzorem:

$$F_{CF_transakcji_T} = \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{T_m} * \sum_{t=1}^T TOM_{mht} * CF_{mht} \quad (4.2.13.)$$

gdzie:

$F_{CF_transakcji_T}$ – wynik finansowy wynikający z przepływów finansowych pomiędzy stronami transakcji na rynku wtórnym w przypadku przeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{T_m} - współczynnik dyskontujący dla przepływów finansowych wynikających z transakcji uzyskanych w miesiącu rozliczeniowym m ;

T – liczba transakcji składowych t których dotyczy analiza;

TOM_{mht} – wolumen transakcji przeniesienia Obowiązku Mocowego t dotyczącej godziny h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażony w MW, wartości dodatnie w przypadku przyjmowania Obowiązku Mocowego, wartości ujemne w przypadku oddawania Obowiązku Mocowego;

CF_{mht} – jednostkowy przepływ finansowy wynikający z transakcji przeniesienia Obowiązku Mocowego t dotyczącej godziny h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażony w PLN/MW/h, wartości dodatnie w przypadku gdy przepływ występuje od strony oddającej do przyjmującej, wartości ujemne w przypadku gdy przepływ występuje od strony przyjmującej do oddającej.

Przeprowadzenie transakcji polegającej na zwiększeniu posiadanego Obowiązku Mocowego skutkować może poniesieniem dodatkowych kosztów zmiennych mających na celu zapewnienie gotowości do wykonania tego Obowiązku Mocowego, dlatego przy analizie korzyści danej transakcji należy uwzględnić ten czynnik. Istnieje również możliwość uwzględnienia oszczędności wynikających ze zbycia Obowiązku Mocowego np. w przypadku wysokich cen paliw wykonanie Obowiązku Mocowego może być bardziej kosztowne niż otrzymane wynagrodzenie, a w skrajnych przypadkach nawet kary za brak wykonania. Ze względu na różne terminy ponoszonych kosztów, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności. Wartość kosztu lub oszczędności określana jest wzorem:

$$F_{Koszty_T} = \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{KZ_m} * \sum_{t=1}^T TOM_{mht} * k_{z_{mht}} \quad (4.2.14.)$$

gdzie:

F_{Koszty_T} – koszty lub oszczędności wynikające z przeprowadzenia transakcji względem stanu bez realizacji transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcja;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{KZ_m} - współczynnik dyskontujący dla kosztów zmiennych wynikających z transakcji w miesiącu rozliczeniowym m ;

T – liczba transakcji składowych t których dotyczy analiza;

TOM_{mht} – wolumen transakcji przeniesienia Obowiązku Mocowego t dotyczącej godziny h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażony w MW, wartości dodatnie w przypadku przyjmowania Obowiązku Mocowego, wartości ujemne w przypadku oddawania Obowiązku Mocowego;

$k_{z_{mht}}$ – Jednostkowy koszt zmienny wynikający z transakcji przeniesienia Obowiązku Mocowego t dotyczącej godziny h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażony w PLN/MW/h.

W celu określenia korzyści przeprowadzanej transakcji należy określić wynik finansowy w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji. Jest on określany jako suma przychodów z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych wynikających z posiadanych w danym momencie OM oraz potencjalnych kar, które mogą zostać nałożone na JRM na podstawie aktualnych danych. Wzór na wynik finansowy w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji wyrażany jest wzorem:

$$F_0 = F_{Wynagrodzenie_0} + F_{RWSOM_0} - F_{Kary_0} \quad (4.2.15.)$$

gdzie:

F_0 – wynik finansowy w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$F_{Wynagrodzenie_0}$ – wynagrodzenie uzyskane z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

F_{RWSOM_0} – potencjalne wynagrodzenie uzyskane w wyniku realokacji nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego na rynku wtórnym w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

F_{Kary_0} – potencjalne kary mogące wystąpić w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN.

Wynagrodzenie, które JRM uzyska z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych jest różnicą pomiędzy wynagrodzeniem, które jest możliwe do uzyskania przez nią na podstawie posiadanych Obowiązków Mocowych przy założeniu ich pełnego wykonania, a wynagrodzeniem, które JRM może utracić w konsekwencji negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia i pozostawaniu w stanie uniemożliwiającym ponowne dostarczenie mocy. Wartość ta wyrażana jest wzorem:

$$F_{Wynagrodzenie_0} = F_{OM_0} - F_{Utrata_wyn_0} \quad (4.2.16.)$$

gdzie:

$F_{Wynagrodzenie_0}$ – wynagrodzenie uzyskane z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

F_{OM_0} – wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$F_{Utrata_wyn_0}$ – wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych utracone w przypadku negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN.

Wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych jest sumą wszystkich wynagrodzeń obliczanych jako iloczyn wolumenów i cen wszystkich Obowiązków Mocowych we wszystkich godzinach wszystkich analizowanych okresów rozliczeniowych przy uwzględnieniu kosztu pieniądza w czasie. Ze względu na różne terminy wpłacanego wynagrodzenia, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a realizacją wypłaty wynagrodzenia. Wartość ta wyrażana jest wzorem:

$$F_{OM_0} = \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} C_{p_m} * \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_0} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}) \quad (4.2.17.)$$

gdzie:

F_{OM_0} – wynagrodzenie możliwe do uzyskania z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analiza;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

C_{p_m} – współczynnik dyskontujący dla przychodów uzyskanych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i , wyrażona w PLN/kW/a;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n , którego dotyczy analiza.

Wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych nie jest wypłacane za okres pomiędzy uzyskaniem negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia, a zgłoszeniem ponownej gotowości do wykonywania OM. Zakłada się, że sytuacja w której traczone jest wynagrodzenie wystąpi tylko w przypadku awarii uniemożliwiającej ponowne wykonywanie Obowiązków Mocowych. W przypadku uzyskania negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w ramach bieżącego niezbilansowania mocy netto i OM na podstawie Strategii Wykonywania Obowiązków Mocowych podejmowana jest decyzja o zgłoszeniu ponownej gotowości. Na potrzeby kalkulacji strategii średnioterminowej i krótkoterminowej zakłada się, że zgłoszenie to zostanie wykonane bezpośrednio po zakończeniu Testowego Okresu Zagrożenia.

Ekspozycja na ryzyko przeprowadzenia TOZ w przypadku wystąpienia awarii zależy od możliwości przeprowadzenia TOZ przez PSE oraz możliwości zgłoszenia niedyspozycyjności zabezpieczającej przed ogłoszeniem TOZ. Na potrzeby obliczeń zakładana jest liczba godzin występująca pomiędzy godziną z negatywnym wynikiem TOZ, a zgłoszeniem gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za które JRM nie otrzyma wynagrodzenia. Na potrzeby obliczeń zakłada się, że utracone zostanie wynagrodzenie odpowiadające wielokrotności godziny w której zdyskontowane wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków

Mocowych pomnożone przez prawdopodobieństwo wystąpienia awarii jest największe. Wartość ta wyrażana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Utrata_wyn_0} = & W_{TOZ_{qn}} * h_{awarii} * \\
 & * \max \left\{ c_{p_1} * W_{Awarii_{11}} * \sum_{i=1}^I (OM_{11i_0} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}), \dots, c_{p_m} * W_{Awarii_{mh}} * \right. \\
 & * \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_0} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}), \dots, \\
 & \left. c_{p_{M_R}} * W_{Awarii_{M_R H_{OM_{M_R}}}} * \sum_{i=1}^I (OM_{M_R H_{OM_{M_R}} i_0} * C_{OM_i} * \frac{1000}{L_n}) \right\}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.18.}$$

gdzie:

$F_{Utrata_wyn_0}$ – wynagrodzenie z tytułu wykonywania Obowiązków Mocowych utracone w przypadku negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w PLN;

$W_{TOZ_{qn}}$ – współczynnik określający status względem możliwości wystąpienia negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku awarii w kwartale q roku dostaw n. W przypadku, gdy JRM posiada już w danym kwartale pozytywny wynik TOZ lub posiada co najmniej jedną możliwość zgłoszenia awarii w danym kwartale współczynnik wynosi 0. W pozostałych przypadkach współczynnik posiada wartość 1;

h_{awarii} – zakładana liczba godzin występująca pomiędzy godziną z negatywnym wynikiem TOZ, a zgłoszeniem gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za które JRM nie otrzyma wynagrodzenia;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analiza;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{p_m} - współczynnik dyskontujący dla przychodów uzyskanych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i , wyrażona w PLN/kW/a;

$W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n, którego dotyczy analiza.

W przypadku, gdy JRM w Okresie Zagrożenia wykona więcej Skorygowanego Obowiązku Mocowego niż wartość do której jest zobowiązana, dysponuje wolumenem, który może realokować na inne JRM i uzyskać z tego tytułu dodatkowe wynagrodzenie. Jeżeli JRM posiada rezerwę pomiędzy prognozowaną mocą netto (wraz z założonym poziomem rezerwy), a posiadany Obowiązkiem Mocowym może przyjąć go i uzyskać przychód z tego tytułu. Jeśli jednak prawdopodobieństwo wystąpienia Okresu Zagrożenia w danym okresie jest wystarczająco duże, korzystniejsze jest nie przyjmowanie tego OM, ale już po Okresie Zagrożenia zaoferować realokację WSOM Dostawcom Mocy, którzy nie wykonali go w pełnej wielkości. Cena za jaką może dokonać realokacji wymaga dodatkowych założeń i analiz. Przychód ten wyrażony jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{RWSOM_0} = & \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} C_{T_m} * \\
 & * \sum_{i=1}^I \{ \max[0, P_{O_netto_{mh}} * (1 - R_{mh}) - OM_{mhi_0} * W_{SOM_{mh}}] \} * W_{POZ_{mh}} * \\
 & * C_{RWSOM_{mh}}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.19.}$$

gdzie:

F_{RWSOM_0} – potencjalne wynagrodzenie uzyskane w wyniku realokacji nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego na rynku wtórnym w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

C_{T_m} - współczynnik dyskontujący dla przychodów z transakcji realokacji w miesiącu rozliczeniowym m;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

R_{mh} - rezerwa mocy zakładana w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w procentach;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$C_{RSOM_{mh}}$ – cena relokowanej nadwyżki Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w PLN/MW.

Kary jakie potencjalnie mogą zostać nałożone na JRM są sumą kar prognozowanych w przypadku wystąpienia Okresów Zagrożenia i Testowych Okresów Zagrożenia podczas których JRM nie będzie w stanie wykonać w pełni zobowiązania. Potencjalne kary możemy zapisać następującym wzorem:

$$F_{Kary_0} = F_{Kary_{OZ_0}} + F_{Kary_{OZ_Awaria_0}} + F_{Kary_{TOZ_0}} \quad (4.2.20.)$$

gdzie:

F_{Kary_0} – potencjalne kary mogące wystąpić w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_{OZ_0}}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie normalnej eksploatacji w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_{OZ_{Awaria_0}}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie awarii w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$F_{Kary_{TOZ_0}}$ – potencjalne kary wynikające z negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN.

Pierwszą składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie normalnej eksploatacji gdy w Okresach Zagrożenia prognozowana moc netto pomniejszona o rezerwę jest mniejsza od prognozowanego Skorygowanego Obowiązku Mocowego jaki JRM powinna wykonać w danym Okresie Zagrożenia. Prognozowane kary są sumą dyskontowanych kar jakie z określonym prawdopodobieństwem mogą zostać zapłacone przy danym poziomie Obowiązków Mocowych i mocy netto. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary. Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_{OZ_0}} = & \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{k_m} * \\
 & * \sum_{i=1}^I \{ \max[0, OM_{mhi_0} * W_{SOM_{mh}} - P_{O_{netto_{mh}}} * (1 - R_{mh})] \} * W_{POZ_{mh}} * \\
 & * SK_n
 \end{aligned}
 \tag{4.2.21.}$$

gdzie:

$F_{Kary_{OZ_0}}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie normalnej eksploatacji w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadane przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

R_{mh} - rezerwa mocy zakładana w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m , wyrażona w procentach;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Kolejną składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie awarii powodując brak możliwości wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia. Prognozowane kary są sumą dyskontowanych kar jakie z określonym prawdopodobieństwem mogą zostać zapłacone przy danym poziomie Obowiązków Mocowych. Wysokość kary zależy od iloczynu prawdopodobieństw wystąpienia awarii oraz Okresu Zagrożenia w danej godzinie. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary.

Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_OZ_Awaria_0} &= \sum_{m=1}^{M_R} \sum_{h=1}^{H_{OM_m}} c_{k_m} * \\
 &* \sum_{i=1}^I (OM_{mhi_0} * W_{SOM_{mh}}) * W_{Awarii_{mh}} * W_{POZ_{mh}} * SK_n
 \end{aligned}
 \tag{4.2.22.}$$

gdzie:

$F_{Kary_OZ_Awaria_0}$ – potencjalne kary wynikające z niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w trakcie Okresów Zagrożenia w trakcie awarii w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{SOM_{mh}}$ – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$W_{POZ_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

Ostatnią składową potencjalnych kar są kary jakie mogą wystąpić w trakcie awarii lub braku wystarczającej mocy netto powodując negatywny wynik Testowego Okresu Zagrożenia. Prognozowana kara może wystąpić w przypadku, gdy PSE ma możliwość ogłoszenia

Testowego Okresu Zagrożenia, a JRM nie ma możliwości zgłoszenia niedyspozycyjności zabezpieczającej przed ogłoszeniem TOZ przez 72h. W związku z tym, że TOZ może być ogłoszony tylko raz, wybierana jest największa z wartości: największa kara jaka z określonym prawdopodobieństwem może wystąpić w razie awarii JRM lub największa kara jaka może wystąpić w wyniku niewykonania OM w trakcie potencjalnego TOZ w przypadku niezbilansowania mocy netto względem posiadanego OM. Ze względu na różne terminy płatności kar, dla każdego miesiąca rozliczeniowego określony został współczynnik uwzględniający koszt pieniądza w czasie pomiędzy przeprowadzaniem analizy, a terminem płatności kary. Wartość kar określana jest wzorem:

$$\begin{aligned}
 F_{Kary_TOZ_0} = & W_{TOZ_{qn}} * SK_n * \\
 & * \max \left\{ \max \left[c_{k_1} * \sum_{i=1}^I OM_{11i_0} * W_{Awarii_{11}}, \dots, \right. \right. \\
 & c_{k_m} * \sum_{i=1}^I OM_{mhi_0} * W_{Awarii_{mh}}, \dots, \\
 & \left. \left. c_{k_{M_R}} * \sum_{i=1}^I OM_{M_R h_{OM_{M_R} i_0}} * W_{Awarii_{M_R h_{OM_{M_R}}}} \right], \right. \\
 & \max \left[c_{k_1} * \sum_{i=1}^I [OM_{11i_0} - P_{O_{netto_{11}}}], \dots, \right. \\
 & c_{k_m} * \sum_{i=1}^I [OM_{mhi_0} - P_{O_{netto_{mh}}}], \dots, c_{k_{M_R}} * \\
 & \left. \left. \sum_{i=1}^I [OM_{M_R h_{OM_{M_R} i_0}} - P_{O_{netto_{M_R h_{OM_{M_R}}}}}] \right] \right\}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.23.}$$

gdzie:

$F_{Kary_TOZ_0}$ – potencjalne kary wynikające z negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażone w PLN;

$W_{TOZ_{qn}}$ – współczynnik określający status względem możliwości wystąpienia negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku awarii w kwartale q roku dostaw n. W przypadku, gdy JRM posiada już w danym kwartale pozytywny wynik TOZ lub posiada co najmniej jedną możliwość zgłoszenia awarii w danym kwartale współczynnik wynosi 0. W pozostałych przypadkach współczynnik posiada wartość 1;

M_R – liczba miesięcy rozliczeniowych m których dotyczy analizowana transakcji;

H_{OM_m} – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym m w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy;

c_{k_m} - współczynnik dyskontujący dla kar nałożonych w miesiącu rozliczeniowym m ;

I – całkowita liczba Obowiązków Mocowych posiadanych przez daną JRM w analizowanym okresie;

OM_{mhi_0} – wolumen Obowiązku Mocowego i posiadanego przez JRM w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m w przypadku nieprzeprowadzenia transakcji, wyrażony w MW;

$W_{Awarii_{mh}}$ - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m ;

SK_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh.

4.2.3. Średnioterminowa strategia rynku wtórnego

Strategia średnioterminowa obowiązuje od momentu uruchomienia rynku wtórnego do dnia $d-10$ przed wykonaniem Obowiązku Mocowego dnia d . Scenariusze strategii wykorzystują częściowo metody stosowane w strategii dla rynku pierwotnego, ale z rozbudowaną częścią dotyczącą analizy bilansowania zakontraktowania OM w ramach transakcji.

Moc netto Jednostki Rynku Mocy

Na potrzeby określenia optymalnego poziomu Obowiązku Mocowego do którego powinna zostać zakontraktowana jednostka konieczne jest określenie jaką mocą osiągalną netto dysponuje analizowana jednostka w określonych warunkach. Przy określaniu tej charakterystyki należy stosować granice bilansowe dla Jednostek Fizycznych zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 3.

W obliczeniach mocy netto wykorzystywane są wzory i zasady analogiczne do stosowanych w przypadku obliczeń na potrzeby strategii rynku pierwotnego z dwoma zastrzeżeniami:

- Poziom eksportu pary przez jednostkę wytwórczą przyjmowany jest na poziomie najlepszego możliwego planu lub prognozy zapotrzebowania (plan budżetowy, plan operacyjny, dane o zapotrzebowaniu od odbiorców) z uwzględnieniem możliwości zastąpienia tej jednostki przez inną, bądź dodaniem poziomu rezerwy technologicznej jaką zapewnia jednostka w pokryciu zapotrzebowania.

- Uwzględnienie w prognozowaniu mocy netto degradacji urządzeń powodującej obniżenie mocy, której wartość może być zmienna w czasie i wynikać z bieżących danych technicznych, a także prowadzonych prac remontowych lub modernizacyjnych.

Na potrzeby dalszych analiz założona zostanie funkcja mocy netto dla bloków gazowo-parowych w postaci:

$$P_{netto} = f(t_o, s_1, s_2 \dots s_n, E_{Bilans}, W_{degr}) \quad (4.2.24.)$$

gdzie:

t_o – temperatura otoczenia;

$s_1, s_2 \dots s_n$ – przepływy pary produkowanej przez blok o różnych parametrach;

E_{Bilans} – bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną będący wynikiem funkcjonowania rozbudowanej Jednostki Fizycznej, której częścią jest blok gazowo-parowy;

W_{degr} – współczynnik degradacji.

Na potrzeby obliczeń optymalnej mocy netto w strategii średnioterminowej używany jest zmodyfikowany sposób wykorzystywany w obliczeniach strategii długoterminowej.

Funkcją celu w określaniu optymalnej mocy netto odpowiadającej Obowiązkowi Mocowemu, który dana JRM może przyjąć w danym dniu d będzie zysk netto JRM w danym dniu. Zysk netto JRM jest różnicą pomiędzy potencjalnymi przychodami netto uzyskiwanymi z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego, a potencjalnymi karami netto płaconymi przez Dostawcę Mocy. W odróżnieniu od strategii długoterminowej, część związana z dodatkowymi kosztami została przeniesiona do równań analizujących korzyść transakcji. Ma to na celu usprawnienie obliczeń, ponieważ w przypadku zmienności kosztów nie ma konieczności ponownego przeliczania optymalnych mocy netto. Dzięki kolejnym modyfikacjom metody istnieje możliwość obliczenia ścieżek optymalnej mocy netto przed rozpoczęciem okresu dostaw i zmieniać je tylko w przypadku wystąpienia zmian w zakresie założeń technicznych, co znacznie zmniejsza ilość wymaganych obliczeń. Szukaną mocą optymalną jest taka, dla której wartość zysku netto jest największa.

Metoda określania optymalnej mocy netto pozwala na wygenerowanie wielu scenariuszy pochodnych, dzięki istnieniu możliwości zastosowania różnych założeń do obliczeń wynikających ze specyfiki danej jednostki, zarządzania ryzykiem przez Dostawcę Mocy oraz dostępnych danych technicznych lub planistycznych.

Przyjęcie tej metody wiąże się z akceptacją zarówno pomniejszenia przychodów w związku z przyjęciem wolumenu mniejszego niż maksymalny poziom Obowiązku Mocowego, jak i możliwości poniesienia kar w przypadku, gdy moc JRM spadnie poniżej posiadanego Obowiązku Mocowego. W metodzie wyznaczania optymalnej mocy netto istotnym jest zrównoważenie wzrostu wolumenu mocy i przysługującemu z tego tytułu wynagrodzenia ze wzrastającym z ryzykiem kar z tytułu niewykonania dodatkowego Obowiązku Mocowego.

Jak wspomniano wyżej metoda ta polega na znalezieniu takiego poziomu optymalnej mocy netto dla którego zysk netto będący jego funkcją osiąga wartość maksymalną. Zysk netto definiujemy wzorem:

$$Z_{nP_{O_netto_d}} = F_{Wyn_{P_{O_netto_d}}} - F_{kary_{P_{O_netto_d}}} \quad (4.2.25.)$$

gdzie:

$Z_{nP_{O_netto_d}}$ – zysk netto uzyskany dzięki przyjęciu Obowiązku Mocowego do poziomu optymalnej mocy netto $P_{O_netto_d}$, wyrażony w PLN;

$F_{Wyn_{P_{O_netto_d}}}$ – przychód z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego uzyskany dzięki przyjęciu Obowiązku Mocowego do poziomu optymalnej mocy netto $P_{O_netto_d}$, wyrażony w PLN;

$F_{kary_{P_{O_netto_d}}}$ – potencjalne kary mogące wystąpić w trakcie wykonywania Obowiązku Mocowego do poziomu optymalnej mocy netto $P_{O_netto_d}$, wyrażony w PLN.

Przyjęcie Obowiązku Mocowego daje prawo do uzyskania wynagrodzenia z tytułu jego wykonywania. Wartość wynagrodzenia zależna jest od wolumenu przyjętego Obowiązku Mocowego, ceny Obowiązku Mocowego oraz okresu którego dotyczy analiza. Przychód z tytułu wynagrodzenia za wykonywanie Obowiązków Mocowych zapisujemy wzorem:

$$F_{wynP_{O_netto_d}} = P_{O_netto_d} * C_{OM_{zał}} * \frac{h_d * 1000}{L_H} \quad (4.2.26.)$$

gdzie:

$F_{wynP_{O_netto_d}}$ – przychód z tytułu wykonywania Obowiązku Mocowego uzyskany dzięki przyjęciu Obowiązku Mocowego do poziomu optymalnej mocy netto $P_{O_netto_d}$, wyrażony w PLN;

$P_{O_netto_d}$ – optymalna moc netto, wyrażona w MW;

$C_{OM_{zał}}$ – założona na potrzeby obliczeń cena Obowiązku Mocowego, wyrażona w PLN/kW;

h_d – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w ciągu 1 dnia roboczego, równa 15;

L_H – liczba wszystkich godzin w którym może być wykonywany Obowiązek Mocowy w roku dostaw, którego dotyczy analiza.

Założona cena Obowiązku Mocowego $C_{OM_{zał}}$ jest zmienną która może wpływać na wynik obliczeń mocy optymalnej. Przy założeniu wysokich wartości $C_{OM_{zał}}$ bardziej opłacalne jest oferowanie wyższego wolumenu Obowiązku Mocowego, zaś przy niższych wartościach $C_{OM_{zał}}$ moc optymalna będzie na niższym poziomie. Na potrzeby obliczeń rekomendowane jest założenie ceny Obowiązku Mocowego jaki posiada dana JRM. W przypadku nie posiadania OM należy przyjąć cenę zamknięcia dla aukcji głównej na rok dostaw, którego dotyczy analiza.

Czynnikiem sprawiającym, że oferowanie maksymalnego możliwego Obowiązku Mocowego może nie być optymalnym podejściem pod kątem wyniku finansowego są potencjalne kary. Mogą one zostać nałożone na JRM z powodu niewykonania Obowiązku Mocowego w czasie Okresów Zagrożenia lub Testowych Okresów Zagrożenia. Na potrzeby tych obliczeń konieczne jest zidentyfikowanie zmiennych mających wpływ na moc netto

jednostki wytwórczej, a zagadnienie to zostało opisane wyżej. Na potrzeby tej analizy zakłada się, że główną zmienną mającą wpływającą na moc netto badanej jednostki wytwórczej jest temperatura, zaś pozostałe założenia będą miały wartość stałą określoną dla danego dnia.

Wartość potencjalnych kar obliczana jest w następujący sposób:

- Obliczana jest różnica pomiędzy obliczaną optymalną mocą netto, mocą netto w temperaturze t . W dalszych obliczeniach istotne jest by wziąć pod uwagę tylko dodatnie wartości tego równania określające poziom prognozowanego niewykonania Obowiązku Mocowego.
- Poziom prognozowanego niewykonania Obowiązku Mocowego przy danej temperaturze t jest następnie mnożony przez współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia temperatury t w danym dniu określając jaki jest prawdopodobny wolumen niewykonania Obowiązku Mocowego w danej temperaturze t .
- Następnie obliczenia te wykonuje się dla każdej z temperatur t z zakresu pomiędzy najmniejszą i największą temperaturą i sumuje. Wynikiem tego działania jest łączny wolumen niewykonania Obowiązku Mocowego w całym analizowanym dniu.
- Wolumen ten mnożony jest następnie przez liczbę godzin w których może być wykonywany Obowiązek Mocowy w danym dniu oraz jednostkową stawkę kar w roku dostaw n .
- Wynikiem tego działania jest wartość potencjalnych kar jakie dana JRM może ponieść przy przyjęciu określonego Obowiązku Mocowego w wysokości optymalnej mocy netto.

$$F_{kary_{P_{O_netto_d}}} = h_d * SK_n * \sum_{t=t_{min}}^{t=t_{max}} \max\{0, [P_{O_netto_d} - P_{netto_t}] * W_{Pdt_{0t}}\} \quad (4.2.27.)$$

gdzie:

$F_{kary_{P_{O_netto_d}}}$ – potencjalne kary mogące wystąpić w trakcie wykonywania Obowiązku

Mocowego do poziomu optymalnej mocy netto $P_{O_netto_d}$, wyrażony w PLN;

h_d – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w ciągu 1 dnia roboczego, równa 15;

t – temperatura otoczenia dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;
 t_{min} – najmniejsza temperatura dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;
 t_{max} – największa temperatura dla której przeprowadzane są obliczenia, wyrażona w °C;
 $P_{O_netto_d}$ – optymalna moc netto, wyrażona w MW;
 P_{netto_t} – moc netto Jednostki Rynku Mocy przy temperaturze otoczenia t , wyrażona w MW;
 $W_{Pdt_{0t}}$ – współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia w danym dniu d temperatury otoczenia t ;
 SK_n – jednostkowa stawka kary na rok dostaw n .

Dalsze obliczenia polegają na wyszukiwaniu takiej wartości $P_{O_netto_d}$ dla której wartość $Z_{P_{O_netto_d}}$ jest największa. Przedmiotem analizy nie było znalezienie optymalnej metody przeprowadzenia tego etapu obliczeń. W zastosowaniach praktycznych wystarczającymi narzędziami obliczeniowymi były prosty skrypt w języku R lub dodatek Solver w programie MS Excel ze względu na mały zakres oraz występowanie tylko jednej zmiennej.

Na potrzeby obliczeń używane jest następujące założenie:

$$\bigvee_{h \in \{h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}\}} P_{O_netto_h} = P_{O_netto_d} \quad (4.2.28.)$$

gdzie:

h - kolejna godzina;

$h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}$ – kolejne godziny wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d .

Prognozowana awaryjność jednostki wytwórczej

Istotnym aspektem w kontekście funkcjonowania jednostki wytwórczej na Rynku Mocy jest jej dyspozycyjność. O ile czas trwania remontów planowych wynika często z wieloletniego harmonogramu takich prac i zależy od godzin przepracowanych przez urządzenia to w przypadku nieplanowanych ubytków lub postojów, po za okresem gwarancji producenta, trudno jest jednoznacznie określić wskaźnik niedyspozycyjności planowych. W przypadku występowania części ubytków możliwe jest ich powiązanie z czynnikami meteorologicznymi

np. w przypadku występowania wysokich lub bardzo niskich temperatur, a także wysokiej wilgotności pogarszającej warunki chłodzenia. Istnieje możliwość opracowania statystycznej analizy wykazującej powiązanie występowania określonych warunków z wzrostem ryzyka wystąpienia awarii. Do opracowania takiej analizy konieczne jest uzyskanie wystarczającej ilości danych, dlatego w przypadku eksploatacji jednego urządzenia może wymagać to znacznego czasu na zebranie danych, które i tak mogą być nie wystarczające. Część producentów urządzeń wdrażających w swoich produktach systemy diagnostyki predykcyjnej zbiera zanonimizowane dane o pracy wszystkich swoich urządzeń. Dzięki szerokiej bazie danych mają możliwość świadczenia usług polegających na doradztwie w zakresie utrzymania, a także udostępniania takich danych użytkownikom urządzeń. [22] W przypadku braku takich danych w analizie uwzględniana jest dyspozycyjność wynikająca z posiadanych średnich danych historycznych bez powiązania z żadną zmienną. Historyczną awaryjność należy wyznaczyć jako stosunek godzin w których jednostka była niedyspozycyjna z powodu awarii do wszystkich godzin w analizowanym okresie.

Wzór na współczynnik awaryjności możemy w ogólności zapisać jako:

$$W_{awarii} = f(x_1, x_2 \dots x_n) \quad (4.2.29.)$$

gdzie:

$x_1, x_2 \dots x_n$ – kolejne zmienne funkcji awaryjności o n zmiennych

$$W_{awarii} \in < 0, 1 >$$

$W_{awarii} = 0$ dla pełnej dyspozycyjności jednostki wytwórczej

$W_{awarii} = 1$ dla braku dostępności jednostki wytwórczej – awaria

Kolejnym założeniem dotyczącym awaryjności jednostki jest czas trwania awarii. Wyznaczenie tej wartości najlepiej oprzeć na danych historycznych poprzez analizę długości trwania poszczególnych awarii, które zdarzyły się w przeszłości. Najlepszym wskaźnikiem określającym prognozowaną długość awarii będzie średnia długość niedyspozycyjności awaryjnych w analizowanym okresie. W zależności od uzyskanego wyniku należy pamiętać, że na potrzeby obliczeń wykorzystywanych w analizach rynku mocy należy ograniczyć się do godzin w których może być wykonywany Obowiązek Mocowy.

W tym celu zakłada się że h_{awarii} wynosi:

$$\begin{aligned}
& h_{\text{średnia_awarii}} \text{ dla } h_{\text{średnia_awarii}} \leq 15 \\
& 15 \text{ dla } 15 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 24 \\
& h_{\text{średnia_awarii}} - 9 \text{ dla } 24 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 39 \\
& 30 \text{ dla } 39 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 48 \\
& h_{\text{średnia_awarii}} - 18 \text{ dla } 48 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 63 \\
& 45 \text{ dla } 63 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 72 \\
& h_{\text{średnia_awarii}} - 27 \text{ dla } 72 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 87 \\
& 60 \text{ dla } 87 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 96 \\
& h_{\text{średnia_awarii}} - 36 \text{ dla } 96 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 111 \\
& 75 \text{ dla } 111 < h_{\text{średnia_awarii}} \leq 120
\end{aligned}$$

(4.2.30.)

Rozpisane wartości obejmują maksymalny zakres dla jednego tygodnia roboczego po którym następują dni nierobocze. Jeżeli istnieje taka potrzeba należy określić wzory dla dalszych zakresów przy założeniu, że następna godzina robocza rozpocznie się w kolejny poniedziałek o 7:00.

Dane meteorologiczne

Celem analizy danych meteorologicznych na potrzeby oszacowania mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych jest określenie funkcji prawdopodobieństwa wystąpienia danych warunków meteorologicznych w określonym czasie.

Na potrzeby przeprowadzanych obliczeń dane meteorologiczne wymagają odpowiedniej analizy i przygotowania. W obliczeniach wykorzystywane będą dane godzinowe Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej udostępnione w publicznej bazie danych. Dane dla danej jednostki pochodzą z najbliższej zlokalizowanej stacji meteorologicznej IMGW. W pierwszym kroku należy pozyskane dane uporządkować i nadać każdemu z pomiarów odpowiednie oznaczenia, które pozwolą na ich efektywne późniejsze wykorzystanie. Każdy z pomiarów powinien posiadać co najmniej oznaczenie daty oraz godziny pomiaru. Należy sprawdzić czy dostępne są pomiary dla wszystkich godzin z analizowanego przedziału, a w przypadku wystąpienia braku pomiaru, jego błędu lub wartości mogącej być niepoprawną

sprawdzenie tych wartości i w zależności od sytuacji zastosowanie interpolacji lub usunięcie danych z analizy. Na potrzeby usprawnienia obliczeń konieczne jest przygotowanie danych w formie dyskretnej. W związku z tym, każdy pomiar zaokrąglany jest wartości z ustaloną rozdzielczością. Ustalenie kroku pomiędzy wartościami zależy od rodzaju analizowanego parametru oraz wpływu jego zmienności na moc osiągalną netto np. dla temperatury otoczenia wartością umożliwiającą przeprowadzenia obliczeń przy akceptowalnej dokładności i racjonalnym koszcie obliczeń jest zaokrąglenie do 1 stopnia Celsjusza. Wynikiem ww. działań jest zbiór danych umożliwiających opracowanie rozkładu prawdopodobieństwa występowania danych warunków meteorologicznych.

Na potrzeby analiz związanych z opracowaniem strategii średnioterminowej istnieje konieczność obliczenia rozkładu analizowanych wartości dla każdego dnia z zachowaniem marginesu 7 dni przed i po analizowanej dacie. W przypadku przyjmowania OM w tym horyzoncie wystarczające jest założenie równych wartości dla poszczególnych dni. Rozszerzenie zakresu danych ma na celu poprawienie jakości przygotowywanych rozkładów prawdopodobieństwa poprzez zwiększenie zbioru danych z 1 dnia do 15 dni. Dzięki większej próbie danych zniwelowane zostały wpływy anomalii pogodowych występujących w danym dniu.

Rozkład temperatur w danym d-tym dniu roku obliczany jest wzorem:

$$W_{Pdt_0t} = \frac{\sum_{d-7}^{d+7} \sum_7^{22} h_{dn}}{15 * 15}$$

$$\text{Jeżeli w } h_{dn} \ t_0 = t \rightarrow h_{dn} = 1$$

$$\text{Jeżeli w } h_{dn} \ t_0 \neq t \rightarrow h_{dn} = 0$$

(4.2.31.)

gdzie:

d – kolejny dzień roku, na potrzeby obliczeń przyjmuje się, że dni 25-31 grudnia roku poprzedniego mają wartości od -6 do 0, zaś dni od 1-7 stycznia roku następnego mają wartości od 366 do 372;

n – kolejna godzina dnia.

Na potrzeby dalszych obliczeń używane jest następujące założenie:

$$\bigvee_{h \in \{h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}\}} W_{Pht_{0t}} = W_{Pdt_{0t}}$$

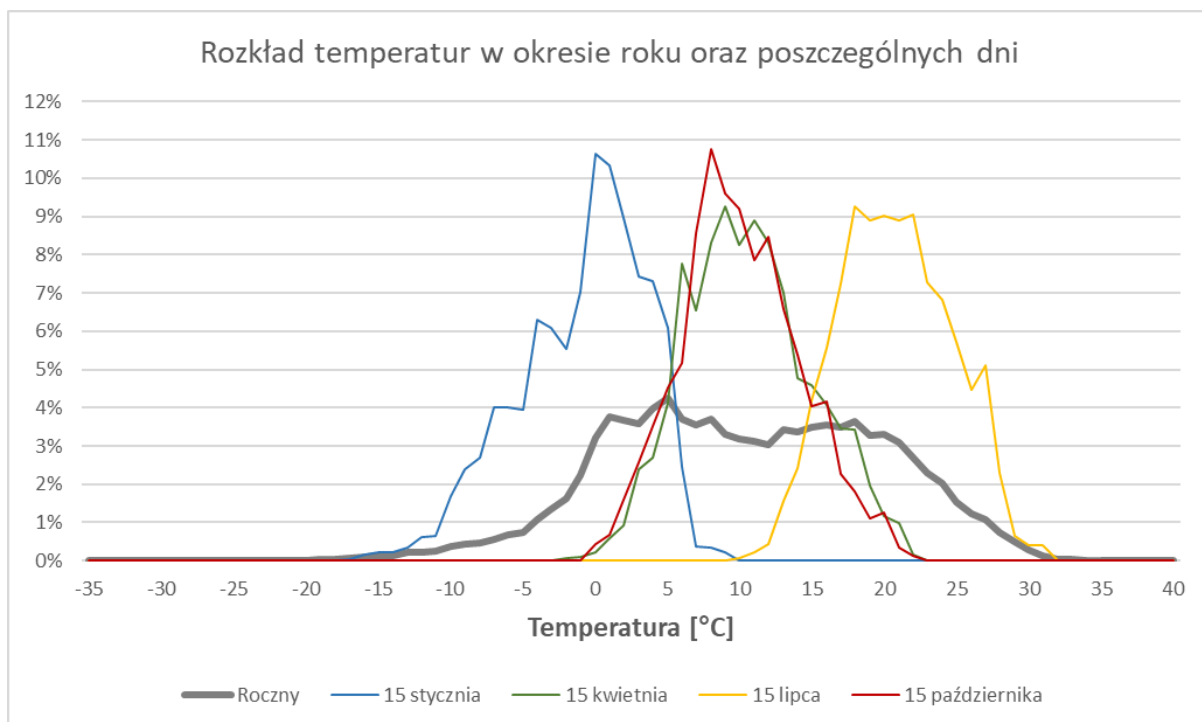
(4.2.32.)

gdzie:

h - kolejna godzina;

$h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}$ – kolejne godziny wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d .

Wynikiem przeprowadzonych działań jest poniższy rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia w przykładowych dniach roku oraz profil roczny.



Rysunek 33 - Rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia w okresie roku i przykładowych dniach roku na podstawie [18]

Plany remontowe

Horyzont czasowy strategii średnioterminowej jest odpowiedni dla podejmowania działań dotyczących zabezpieczenia postojów remontowych w których JRM nie ma możliwości wykonywania części lub całego Obowiązku Mocowego. W przypadku JRM od dużej mocy znalezienie zastępstwa dla całego Obowiązku Mocowego może być utrudnione ze względu na konieczność przyjęcia go przez wiele JRM posiadających odpowiednie rezerwy mocy. Wraz z

podjęciem zobowiązań na Rynku Mocy w ramach planowania remontów należy wziąć pod uwagę również możliwość przeniesienia Obowiązku Mocowego na inne JRM w jego trakcie. W tym celu, jeżeli jest to technicznie i organizacyjnie możliwe należy planować remonty w okresach w których rezerwy w systemie będą wystarczające do zabezpieczenia Obowiązku Mocowego. Rynek Mocy w części wymusił na wytwórcach wspólny obowiązek zachowania rezerw w systemie. Jeżeli właściciel posiada potwierdzoną datę wykonania remontu, powinien niezwłocznie rozpocząć proces zabezpieczania go na rynku wtórnym i prowadzić go, aż do uzyskania stanu w którym postój będzie w pełni zabezpieczony. W przypadku zmiany terminu np. ze względu na opóźnienie wykonawcy, należy podejmować decyzje o przenoszeniu Obowiązków Mocowych niezwłocznie po publikacji takiej informacji w REMIT. Opóźnienia w rozpoczęciu postoju mogą skutkować okresami w których JRM jest gotowa do dostarczania mocy, ale nie posiada już OM, w tym przypadku należy podejmować działania mające na celu przyjęcie OM, który pokryje część strat związanych ze zmianą harmonogramu.

Prognozowane prawdopodobieństwo wystąpienia Okresu Zagrożenia

Istotną informacją pod kątem ewentualnego wykonywania Obowiązku Mocowego jest liczba godzin w których dana JRM będzie zobowiązana do dostarczenia mocy oraz rozkład tych godzin w czasie. Dla wielu jednostek dostarczanie mocy w Okresach Zagrożenia może wiązać się z dodatkowymi kosztami, co w połączeniu w częstym występowaniem takich zdarzeń może prowadzić do znacznego obniżenia zysku z udziału w Rynku Mocy.

W celu określenia prawdopodobieństwa wystąpienia Okresów Zagrożenia istnieje możliwość wykorzystania publikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne Planu koordynacyjnego 5-letniego, gdzie prognozowane są wartości zapotrzebowania, generacji, wymaganych rezerw i ich prognozowanego wolumenu.

Na potrzeby analiz strategii średnioterminowej obliczana jest wartość prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w danym d-tym dniu roku z poniższej zależności:

$$W_{POZ_d} = \frac{\sum_{n=7}^{n=22} OZ_{dn}}{15}$$

$$\text{Jeżeli } NM_{dn} \geq WR_{dn} \rightarrow OZ_{dn} = 0$$

$$\text{Jeżeli } NM_{dn} < WR_{dn} \rightarrow OZ_{dn} = 1$$

(4.2.33.)

gdzie:

W_{POZ_d} - współczynnik prawdopodobieństwa wystąpienia Okresu Zagrożenia w d-tym dniu roku;

NM_{dn} – nadwyżka mocy dostępna dla OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny dn;

WR_{dn} – wymagana rezerwa mocy OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny dn;

OZ_{dn} – zmienna określająca spełnienie warunku dotyczącego dostępności odpowiedniej nadwyżki mocy dla OSP w godzinie dn;

dn – kolejna analizowana godzina n w dniu d.

Na potrzeby dalszych obliczeń używane jest następujące założenie:

$$\bigvee_{h \in \{h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}\}} W_{POZ_h} = W_{POZ_d}$$

(4.2.34.)

gdzie:

h - kolejna godzina;

$h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}$ – kolejne godziny wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d.

Prognozowana wartość współczynnika Skorygowania Obowiązku Mocowego

W ramach Okresów Zagrożenia każda JRM zobowiązana jest do dostarczenia Skorygowanego Obowiązku Mocowego mniejszego niż posiadany Obowiązek Mocowy. Wartość SOM określana jest na podstawie danych zawartych w 5-letnim Planie Koordynacyjnym publikowanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Na potrzeby obliczeń zakładających wystąpienie Okresu Zagrożenia możliwe jest oszacowanie wskaźnika Skorygowania Obowiązku Mocowego. Na potrzeby dalszych obliczeń kalkulowana będzie średnia wartość dzienna W_{SOMd} liczona dla godzin w których prognozowany jest Okres Zagrożenia.

Współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w dniu d obliczany jest według wzoru:

$$W_{SOMd} = \frac{\sum_{n=7}^{n=22} \left(OZ_{dn} * \frac{Z_{dn} + WR_{dn} - W_{NJRMdn}}{\sum_{j=1}^{j=M} OM_{jdn} - UR_{JRMdn}} \right)}{\sum_{n=7}^{n=22} OZ_{dn}}$$

$$\text{Jeżeli } NM_{dn} \geq WR_{dn} \rightarrow OZ_{dn} = 0$$

$$\text{Jeżeli } NM_{dn} < WR_{dn} \rightarrow OZ_{dn} = 1$$

(4.2.35.)

gdzie:

W_{SOMd} – współczynnik Skorygowania Obowiązku Mocowego w dniu d ;

Z_{dn} – średnie prognozowane zapotrzebowanie sieci w godzinie dn , wyrażone w MW;

W_{NJRM} – średnia prognozowana moc dostarczana do sieci w danej godzinie dn przez zasoby wytwórcze nieobjęte OM, wyrażona w MW;

OM_{jdm} – OM j -tej JRM w danej godzinie dn , gdzie M jest liczbą wszystkich JRM objętych OM w danej godzinie dn , wyrażony w MW;

UR_{JRM} – suma niedyspozycyjności JRM w danej godzinie dn wynikająca z ograniczeń sieciowych oraz nagłych zdarzeń będących przesłanką do zwolnienia z wykonania OM, wyrażona w MW;

NM_{dn} – nadwyżka mocy dostępna dla OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny dn ;

WR_{dn} – wymagana rezerwa mocy OSP określona w Planie koordynacyjnym 5-letnim dla godziny dn;

OZ_{dn} – zmienna określająca spełnienie warunku dotyczącego dostępności odpowiedniej nadwyżki mocy dla OSP w godzinie dn;

dn – kolejna analizowana godzina n w dniu d.

Na potrzeby dalszych obliczeń używane jest następujące założenie:

$$\bigvee_{h \in \{h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}\}} W_{SOM_h} = W_{SOM_d} \quad (4.2.36.)$$

gdzie:

h - kolejna godzina;

$h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}$ – kolejne godziny wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d.

Koszty zmienne wytwarzania i zachowania gotowości do wytwarzania energii elektrycznej

W przypadku jednostek szczytowych lub rezerwowych istotnym jest by w trakcie Okresów Zagrożenia były one gotowe do dostarczania energii elektrycznej do systemu. Produkcja energii w ich przypadku może wiązać się z wykorzystaniem droższych paliw, dlatego ważna jest analiza potencjalnych kosztów względem możliwych do uzyskania przychodów i kar za brak wykonania. Przyjęcie dodatkowego Obowiązku Mocowego wiązać się może z powstaniem dodatkowych kosztów na utrzymanie gotowości na dostatecznym poziomie, które mogą nie zostać pokryte ze sprzedaży energii elektrycznej i stanowią koszty jakie ponosi JRM na potrzeby wykonywania Obowiązku Mocowego. Taki kosztem może być zakup mocy przesyłowych dla gazu na potrzeby produkcji.

Jednostkowe koszty zmienne w dniu d określamy jako:

$$k_{zd} = \sum_{i=1}^N k_{zd_i}$$

(4.2.37.)

gdzie:

k_{zd} – suma jednostkowych kosztów zmiennych w dniu d wyrażona w wartościach nominalnych, wyrażona w PLN/MWh;

k_{zd_i} – kolejny jednostkowy koszt zmienny i uwzględniany w analizie w dniu d wyrażony w wartościach nominalnych, wyrażony w PLN/MWh;

N – liczba jednostkowych kosztów zmiennych uwzględnianych w analizie.

Na potrzeby dalszych obliczeń używane jest następujące założenie:

$$\bigvee_{h \in \{h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}\}} k_{zh} = k_{zd}$$

(4.2.38.)

gdzie:

h - kolejna godzina;

$h_{d_1}, h_{d_2}, \dots, h_{d_{15}}$ – kolejne godziny wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d .

Wskaźniki makroekonomicznych

Najistotniejszą dla funkcjonowania Rynku Mocy pochodną wskaźników makroekonomicznych jest jednostkowa stawka kar, która w pewnym okresie realizacji strategii średnioterminowej jest nieznana. Wzór na wartość jednostkowej stawki kary w roku n określa Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym:

$$SK_n = 0,3 * \frac{PKB_{n-2}}{E_{n-2}} \quad (4.2.39.)$$

gdzie:

SK_n – jednostkową stawkę kary w roku dostaw n , wyrażoną w PLN/MWh;

PKB_{n-2} – wartość produktu krajowego brutto w Polsce, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n , określoną w cenach bieżących, opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, wyrażoną w PLN;

E_{n-2} – ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw n , opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii”, wyrażoną w MWh.

Jednostkowa stawka kary jest obliczana i publikowana przez Prezesa URE do 15 grudnia roku $n-1$. Jej wstępne obliczenie możliwe jest dopiero po publikacji ostatniej z wymaganych wartości, co ma miejsce 5 grudnia roku $n-1$.

Dotychczasowe wartości SK_n to:

2021 rok – 4 263,47 PLN/MWh,

2022 rok – 4 437,68 PLN/MWh.

W okresie od uruchomienia rynku wtórnego do ogłoszenia jednostkowej stawki kar na rok n w terminie do 15 grudnia roku $n-1$ na potrzeby:

- Rozliczeń transakcji bilateralnych stosowana jest stawka dla roku $n-1$.
- Założeń do obliczeń technicznych prognozowaną wartość oblicza się jako:

$$SK_n^* = SK_{n-1} * \frac{SK_{n-1}}{SK_{n-2}} \quad (4.2.40.)$$

Na potrzeby wyceny kosztu pieniądza w czasie istnieje konieczność określenia współczynników dyskontujących dla przychodów, kar, kosztów i przepływów z transakcji.

$$c_{p_m} = \frac{1}{\left(1 + \frac{l_{dp_m}}{365} \cdot r_m\right)} \quad (4.2.41.)$$

gdzie:

c_{p_m} – współczynnik dyskontujący dla uzyskanych przychodów dla miesiąca rozliczeniowego m;

l_{dp_m} – liczba dni od dnia, w którym dokonywana jest analiza do dnia uzyskania przychodu dla miesiąca m;

r_m – stopa dyskonta.

$$c_{k_m} = \frac{1}{\left(1 + \frac{l_{dk_m}}{365} \cdot r_m\right)} \quad (4.2.42.)$$

gdzie:

c_{k_m} – współczynnik dyskontujący dla nałożonych kar dla miesiąca rozliczeniowego m;

l_{dk_m} – liczba dni od dnia, w którym dokonywana jest analiza do dnia zapłaty kary dla miesiąca m;

r_m – stopa dyskonta.

$$c_{T_m} = \frac{1}{\left(1 + \frac{l_{dT_m}}{365} \cdot r_m\right)} \quad (4.2.43.)$$

gdzie:

c_{T_m} – współczynnik dyskontujący dla przepływów wynikających z transakcji rynku wtórnego dla miesiąca rozliczeniowego m;

l_{dTr_m} – liczba dni od dnia, w którym dokonywana jest analiza do dnia wykonania przepływu finansowego wynikającego z transakcji rynku wtórnego dla miesiąca m ;

r_m – stopa dyskonta.

$$c_{KZ_m} = \frac{1}{\left(1 + \frac{l_{dKZ_m}}{365} \cdot r_m\right)} \quad (4.2.44.)$$

gdzie:

c_{KZ_m} – Współczynnik dyskontujący dla kosztów zmiennych dla miesiąca rozliczeniowego m ;

l_{dKZ_m} – liczba dni od dnia, w którym dokonywana jest analiza do dnia poniesienia kosztu dla miesiąca m ;

r_m – stopa dyskonta.

Stopę dyskonta r_m określa się następująco:

$$\text{Dla } m = 1 \rightarrow r_m = \text{WIBOR } 1M$$

$$\text{Dla } 1 < m \leq 3 \rightarrow r_m = \text{WIBOR } 3M$$

$$\text{Dla } 3 < m \leq 6 \rightarrow r_m = \text{WIBOR } 6M$$

$$\text{Dla } 6 < m \rightarrow r_m = \text{WIBOR } 1R$$

(4.2.45.)

Analiza jednostek konkurujących na rynku wtórnym

Istotnym dla funkcjonowania na rynku wtórnym jest przeprowadzenie analizy konkurencji na wtórnym rynku mocy. Danymi możliwymi do wykorzystania przy opracowywaniu listy jednostek są:

- wyniki aukcji rynku mocy;
- baza koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej prowadzona przez Urząd Regulacji Energetyki – daje możliwość zidentyfikowania każdej jednostki wytwórczej w Polsce;
- komunikaty REMIT;
- komunikaty prasowe i giełdowe spółek energetycznych.

W oparciu o ww. dane istnieje możliwość opracowania analizy zwierającej stan zakontraktowania poszczególnych Dostawców Mocy oraz ich grup, posiadanych rezerw w zakresie przyjmowania Obowiązków Mocowych, a także planowanych remontów, które mogą powodować spadek tych rezerw. Informacje te mogą zostać wykorzystane w planowaniu remontów własnych jednostek wytwórczych, a także przy przygotowywaniu ofert transakcji na rynku wtórnym.

Założenia związane z funkcjonowaniem rynku wtórnego i rezerwami mocy

Przy opracowywaniu strategii działań na rynku wtórnym, podobnie jak w przypadku strategii aukcyjnej konieczne jest przyjęcie założeń dotyczących funkcjonowania rynku wtórnego. Brak giełdy na której przenoszenie Obowiązków Mocowych odbywałoby się w sposób płynny znacznie utrudnia działania na rynku wtórnym i kieruje niemal wszystkie transakcje na rynek bilateralny. Różne podejście do zarządzania rezerwami mogą reprezentować dostawcy mocy dysponujący niewielką ilością jednostek i dostawcy mocy będący częścią dużych grup kapitałowych. W przypadku grup dostawców mocy istnieje możliwość założenia wewnętrznego bilansowania się jednostek grupy poprzez zabezpieczenie rezerwy w grupie na poziomie mocy największej jednostki lub jej znacznej części. Dostawcy Mocy dysponujący pojedynczymi jednostkami, dla których nie ma możliwości wewnętrznego zabezpieczenia się na wypadek remontu lub awarii przy tworzeniu takich rezerw muszą liczyć się ze znacznymi spadkami przychodów lub wystawieniem na ryzyko związane z dostępnością rezerw na rynku wtórnym. Wybór pomiędzy jednym ze scenariuszy powinien być wynikiem analizy potencjalnej konkurencji, dostępności własnych mocy rezerwowych i oczekiwanych wyników finansowych. Na wybór jednego z wariantów wpływać może akceptowany przez przedsiębiorstwa poziom ryzyka i wypracowanie rozwiązań gwarantujących dobre zarządzanie rezerwami w grupie. Na potrzeby tej analizy przyjęto, że jednostka wytwórcza nie jest członkiem żadnej grupy bilansującej i akceptuje ryzyka związane z dostępnością rezerw na rynku wtórnym.

W celu dodatkowego zabezpieczenia się jednostek przed ryzykiem niewykonania Obowiązku Mocowego w trakcie Okresu Zagrożenia lub Testowego Okresu Zagrożenia istnieje możliwość utrzymywania rezerw mocy względem wolumenu wynikającego z zastosowania ww. założeń. Przyjęcie dodatkowej rezerwy wiąże się z nieuzyskaniem części przychodów, które mogłyby zostać pozyskane w perspektywie średnioterminowej, ale daje możliwość przyjmowania dodatkowego wolumenu na rynku wtórnym w perspektywie krótkoterminowej

w przypadku niezmaterializowania się ryzyk wpływających na możliwy spadek dostarczanej mocy. W tej grupie znajdują się wszystkie wcześniej wymienione zmienne wpływające na dostępność mocy przy określonych warunkach np. w przypadku wystąpienia anomalii meteorologicznych, zmiany planu produkcji, większej niż prognozowana degradacji jednostki wytwórczej.

Rekomendowane wartości rezerwy R:

- 1% – w przypadku dysponowania wysokiej jakości danymi umożliwiającymi na tym etapie skwantyfikować wyżej wymienione ryzyka;
- 3% – w przypadku preferowania przez Dostawcę Mocy niskiego ryzyka lub w przypadku gdy przyjęte założenia i dane uniemożliwiają na tym etapie skwantyfikować wyżej wymienionych ryzyk na akceptowalnym poziomie.

4.2.4. Krótkoterminowa strategia rynku wtórnego

Strategia krótkoterminowa obowiązuje od dnia d-9 do godziny h-24 przed rozpoczęciem wykonywania Obowiązku Mocowego dnia d w godzinie h. Założenia strategii wykorzystują większość metod stosowanych w strategii średnioterminowej z wyjątkiem wymienionych niżej założeń oraz danych.

Moc netto Jednostki Rynku Mocy

Na potrzeby strategii krótkoterminowych wykorzystuje się wzór na moc netto Jednostki Rynku Mocy analogiczny jak w przypadku strategii średnioterminowej z zastrzeżeniem, że nie jest określana optymalna moc na podstawie całego algorytmu obliczeniowego, ale daną wejściową do dalszych obliczeń jest moc netto w prognozowanych warunkach meteorologicznych i technicznych.

Na potrzeby analiz wykonywanych w ramach strategii krótkoterminowej optymalna moc netto JRM zostaje określona funkcją mocy netto dla bloków gazowo-parowych w postaci:

$$P_{O_netto_{mh}} = f(t_o, s_1, s_2 \dots s_n, E_{Bilans}, W_{degr}) \quad (4.2.46)$$

gdzie:

$P_{O_netto_{mh}}$ - optymalna moc netto Jednostki Rynku Mocy w godzinie h w miesiącu rozliczeniowym m;

t_o – temperatura otoczenia;

$s_1, s_2 \dots s_n$ – przepływy pary produkowanej przez blok o różnych parametrach;

E_{Bilans} – bilans produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną będący wynikiem funkcjonowania rozbudowanej Jednostki Fizycznej, której częścią jest blok gazowo-parowy;

W_{degr} – współczynnik degradacji.

Dane meteorologiczne

W odróżnieniu od strategii długoterminowej oraz średnioterminowej, do których używane są profile klimatyczne bazujące na historycznych danych i szacujące prawdopodobieństwo wystąpienia danych warunków w zadanym okresie czasu, w strategii krótkoterminowej wykorzystywane są prognozy pogody dostarczane w ramach subskrypcji danych meteorologicznych. Dzięki temu prognozowane ubytki mogą być określone na podstawie najnowszych i najlepszych z dostępnych danych meteorologicznych. W obliczeniach $P_{O_netto_{mh}}$ wykorzystywane są maksymalne temperatury prognozowane dla danego dnia.

Wskaźniki makroekonomiczne

Na potrzeby analizy krótkoterminowej używa się wartości jednostkowej stawki kary obliczanej i publikowanej przez Prezesa URE do 15 grudnia roku $n-1$.

Dotychczasowe wartości SK_n to:

2021 rok – 4 263,47 PLN/MWh;

2022 rok – 4 437,68 PLN/MWh.

Założenia związane z funkcjonowaniem rynku wtórnego i rezerwami mocy

W okresie funkcjonowania rynku wtórnego bezpośrednio poprzedzającym moment wykonania Obowiązku Mocowego znaczna część ryzyk związanych z możliwymi odchyleniami od planowanych warunków pracy jest zminimalizowana, ale nadal istnieje możliwość wystąpienia pewnych odchyżeń. Z tego względu w okresie stosowania strategii krótkoterminowej stosowana jest minimalna rezerwa mocy na rekomendowanym poziomie $R=1\%$ mocy netto JRM.

4.2.5. Realizacja strategii rynku wtórnego

Podobnie jak w przypadku realizacji strategii rynku pierwotnego na sposób podejmowania działań na rynku wtórnym istotny wpływ ma sposób zarządzania ryzykiem przez dostawcę mocy. Zagadnienie to zostało opisane w rozdziale 4.1.3. i może posłużyć jako wstęp do realizacji strategii rynku wtórnego. W odróżnieniu od strategii rynku pierwotnego w przypadku rynku wtórnego opracowana została jedna metoda, która może być stosowana w każdym z przypadków, ale niezwykle ważną rolę odgrywają w niej przyjmowane założenia. Jednolitość podejścia wynika przede wszystkim z faktu, iż udział w rynku wtórnym ma charakter ciągły i procesy z nim związane realizowane są codziennie, często z częstotliwością co kilka godzin, co wynika z charakteru danych, które stanowią wsad do obliczeń. W przypadku strategii rynku pierwotnego proces aukcyjny odbywa się raz lub dwa razy do roku, a także dotyczy dalszej przyszłości, co umożliwia i wymaga zastosowanie bardziej szczegółowych metod.

Realizacja strategii rynku wtórnego rozpoczyna się w momencie ogłoszenia wyników aukcji dodatkowych na dany rok dostaw, to od tego momentu istnieje możliwość przeprowadzania transakcji na rynku wtórnym. Ze względu na ograniczoną ilość rezerw mocy na rynku już wtedy dostawca mocy powinien rozpocząć zabezpieczanie planowanych remontów lub ubytków, których wystąpienie jest wysoce prawdopodobne. Z drugiej strony jeżeli posiada rezerwy może przyjmować dodatkowe Obowiązki Mocowe. Niestety określenie optymalnej strategii pod kątem zarządzania w czasie rezerwami nie jest możliwe ze względu na zbyt małą ilość danych w zakresie obrotu na rynku wtórnym. Z tego powodu w ramach wszystkich strategii zaproponowane zostały zasady mające na celu zwiększanie dostępnych rezerw wraz ze zbliżaniem się do momentu wykonania Obowiązku Mocowego. W ramach procesów rynku wtórnego zakłada się natomiast, że w każdym momencie istnieje możliwość przeprowadzenia transakcji na dowolny okres objęty obrotem z zachowaniem opisanych w strategii zasad.

Wykonywanie strategii rynku wtórnego wymaga opracowania przez dostawcę mocy procesów, które będą służyć jej efektywnej realizacji. W zależności od dostępnych zasobów, zarówno kadrowych, jak i technicznych, możliwe jest wdrożenie różnych procesów mających na celu realizację wymaganych zadań. Przy tworzeniu tych procesów należy wziąć pod uwagę skalę zaangażowania dostawcy w rynek mocy i dostępność innych zasobów realizujących zadania analogiczne np. na potrzeby rynku energii.

Proponowany proces realizacji strategii przebiega w następujący sposób:

- Założenia strategii zostają ustalane na dany okres, a później w razie potrzeby aktualizowane, przez komitet w skład którego wchodzi przedstawiciele wszystkich zaangażowanych komórek organizacyjnych. Założenia do akceptacji proponowane są przez zespoły zajmujące się ryzykiem rynkowym, planowaniem produkcji, planowaniem remontów, analizami rynku i monitorowaniem stanu technicznego jednostek. Zalecane jest organizowanie comiesięcznych spotkań na których przedstawiane są wyniki z realizacji za poprzedni okres, a także sygnalizowane są zdarzenia, które mogą wpłynąć na realizację strategii w kolejnym okresie. Na podstawie tych danych dokonywana jest rewizja przyjętych założeń.
- Jako dane wejściowe niezbędne do przeprowadzania transakcji pojawiają się informacje o planowanych remontach oraz średnioterminowe charakterystyki mocy netto. Dane te opracowywane są przez planistów i są przekazywane do zespołu zajmującego się agregacją i opracowaniem tych danych. Dane te są następnie częścią analiz przesyłanych do traderów zajmujących się obrotem na rynku wtórnym. Przy realizacji tych zadań konieczne jest zachowanie zasad określonych w REMIT (rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii) w zakresie wykorzystywania w celu przeprowadzenia transakcji informacji wewnętrznych tj. informacja o planowanym remoncie powinna zostać opublikowana by mogła zostać wykorzystana przy przeprowadzaniu transakcji.
- Analogiczny proces wykonywany jest przez planistów zajmujących się planowaniem dokładnej dyspozycyjności jednostek wytwórczych w horyzoncie krótkoterminowym.
- Traderzy na podstawie otrzymanych danych identyfikują okresy w których należy przenieść Obowiązek Mocowy lub istnieją możliwość jego przyjęcia. Następnie ustalane są graniczne warunki cenowe dla możliwych transakcji.
- Następnie przeprowadzany jest proces przygotowania zapytań ofertowych lub oceny otrzymanych ofert. Jeżeli w ich wyniku pozyskane zostaną propozycje zawarcia transakcji spełniające warunek korzyści transakcji rozpoczyna się

proces realizacji transakcji, którego skutkiem jest przyjęcie lub przeniesienie Obowiązku Mocowego.

- Procesy te wykonywane są każdego dnia w celu bieżącego bilansowania poziomu posiadanego Obowiązku Mocowego.

Opisane wyżej procesy mają na celu uzyskanie dla każdej z godzin wykonywania Obowiązków Mocowych w momencie zakończenia możliwości wykonywania transakcji na rynku wtórnym dla tej godziny optymalnego poziomu zakontraktowania pod kątem wyniku finansowego przy założonych ryzykach. Poprawna realizacja działań związanych z rynkiem wtórnym pozwala na odpowiednie przygotowanie do ostatniej fazy jaką jest wykonywanie Obowiązku Mocowego.

4.3. Strategia wykonywania Obowiązków Mocowych

Strategia wykonywania Obowiązków Mocowych jest zbiorem zasad postępowania dotyczących działań podejmowanych po zakończeniu możliwości przeprowadzania transakcji rynku wtórnego dla danej godziny tj. na 24 godziny wcześniej.

Do zadań związanych z realizacją strategii wykonywania Obowiązków Mocowych należą:

- monitorowanie ryzyka wystąpienia Okresu Zagrożenia w horyzoncie najbliższych 24 godzin;
- monitorowanie odchyłeń warunków meteorologicznych oraz technicznych względem i ich wpływ na prognozowany poziom mocy netto Jednostki Rynku Mocy oraz posiadany Obowiązek Mocowy;
- w przypadku zaistnienia sytuacji w której prognozowana moc netto JRM jest mniejsza niż posiadany Obowiązek Mocowy – sprawdzenie możliwych do wykorzystania środków w celu zwiększenia mocy netto w przypadku ogłoszenia Okresu Zagrożenia lub Testowego Okresu Zagrożenia;
- w przypadku ogłoszenia Okresu Zagrożenia lub Testowego Okresu Zagrożenia realizacja ww. zadań ze szczególną starannością oraz przygotowanie się do wykorzystania środków mających na cel zwiększenie mocy netto JRM;
- w przypadku wystąpienia awarii lub znacznego ubytku – przeprowadzenie analizy mającej na celu ocenę konieczności zgłoszenia niedyspozycyjności zwalniającej z możliwości ogłoszenia dla JRM Testowego Okresu Zagrożenia;
- zgłoszenie niedyspozycyjności zwalniającej z możliwości ogłoszenia dla JRM Testowego Okresu Zagrożenia;
- w przypadku negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia - przeprowadzenie obliczeń mających na celu ocenę możliwości zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązków Mocowych;
- zgłoszenie gotowości do wykonywania Obowiązków Mocowych;
- zgłoszenie wystąpienia zdarzenia nagłego, nieprzewidywalnego i niezależnego od woli dostawcy mocy, którego skutkiem nie można było zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności, uniemożliwiające dostawcy mocy wykonanie obowiązku mocowego w wielkości wyższej niż 40%.

W celu przeprowadzenia ww. analiz wykorzystywany jest algorytm dający możliwość szybkiej oceny przez operatora jednostki wytwórczej konieczności przeprowadzenia określonych działań.

W przypadku wystąpienia awarii lub znacznego ubytku mocy:

- Analizowana jest przyczyna wystąpienia awarii lub znacznego ubytku mocy.
- Na podstawie analizy określany jest prognozowany czas występowania tego zdarzenia.
- Jeżeli prognozowany czas trwania zdarzenia jest krótszy niż 8 godzin – nie realizowane są żadne działania.
- Jeżeli prognozowany czas trwania zdarzenia jest dłuższy niż 8 godzin – sprawdzane jest kiedy może zostać ogłoszony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia.
- Jeżeli Testowy Okres Zagrożenia może zostać ogłoszony w okresie dalszym niż 8 godzin sprawdzane jest czy prognozowany czas trwania zdarzenia jest krótszy niż okres do najbliższego momentu w którym może zostać ogłoszony TOZ.
- Jeżeli prognozowany czas trwania zdarzenia jest krótszy niż okres do najbliższego momentu w którym może zostać ogłoszony TOZ – nie realizowane są żadne działania.
- Jeżeli prognozowany czas trwania zdarzenia jest dłuższy niż okres do najbliższego momentu w którym może zostać ogłoszony TOZ osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia niedyspozycyjności za pośrednictwem PURM.
- Istnieje możliwość wstrzymania się ze zgłoszeniem i ocenę sytuacji aż do 9 godzin przed pierwszym możliwym terminem TOZ.
- Jeżeli ponowna analiza wskaże brak zagrożenia niewykonania Obowiązku Mocowego w potencjalnym TOZ ogłoszonym w najbliższym możliwym terminie – niewykonywane są żadne działania.
- Jeżeli ponowna analiza wskaże zagrożenie niewykonania Obowiązku Mocowego w potencjalnym TOZ ogłoszonym w najbliższym możliwym terminie - osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia niedyspozycyjności za pośrednictwem PURM.

W przypadku potencjalnego negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia:

- Po ogłoszeniu Testowego Okresu Zagrożenia dyżurny inżynier ruchu sprawdza prognozowaną moc netto oraz Obowiązek Mocowy w godzinie testu.
- W przypadku, gdy prognozowana moc netto jest większa niż 101% Obowiązku Mocowego – wszystkie zadania związane z monitorowaniem stanu technicznego jednostki oraz prognoz meteorologicznych realizowane są ze szczególną starannością, dodatkowo sprawdzane są możliwe do wykorzystania środki pozwalające na zwiększenie mocy w godzinie testu w razie wystąpienia zdarzeń mogących obniżyć jej poziom przy normalnej eksploatacji, realizowane są przygotowania do testu poprzez zapewnienie gotowości do potencjalnego wykorzystania tych środków.
- W przypadku, gdy prognozowana moc netto jest mniejsza niż 101% Obowiązku Mocowego – wszystkie zadania związane z monitorowaniem stanu technicznego jednostki oraz prognoz meteorologicznych realizowane są ze szczególną starannością, dodatkowo sprawdzane są możliwe do wykorzystania środki pozwalające na zwiększenie mocy w godzinie testu, realizowane są przygotowania do testu poprzez wykorzystanie tych środków.
- W przypadku, gdy mimo podjętych działań w godzinie TOZ nie będzie możliwości uzyskania pozytywnego wyniku lub gdy, istnieje ryzyko jego nieosiągnięcia podejmowane są analizy mające na celu określenie dalszych działań.
- Jeżeli potencjalny negatywny wynik TOZ wynika z incydentalnych odchyłeń mocy netto i ma charakter przejściowy umożliwiający w najbliższym możliwym terminie na osiągnięcie dyspozycyjności umożliwiającej uzyskanie pozytywnego wyniku TOZ w godzinie w której wykonywany jest TOZ osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM.
- Jeżeli potencjalny negatywny wynik TOZ wynika z czynników, które powodują ubytek mocy netto w dłuższym okresie przeprowadzana jest dalsza analiza.
- Jeżeli potencjalny negatywny wynik TOZ wynika z awarii lub znacznego ubytku, osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM, a następnie realizowane są kroki opisane w instrukcji postępowania w przypadku awarii.
- Jeżeli najbliższa godzina w której może zostać ogłoszony TOZ jest odległa o więcej niż 28 godzin osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia gotowości do wykonywania

Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM, a następnie podejmowane są niezwłoczne działania na rynku wtórnym mające na celu dostosowanie poziomu Obowiązku Mocowego do prognozowanych mocy netto zgodnie ze strategią krótkoterminową.

- W pozostałych przypadkach sprawdzana jest wartość nierówności określającej stosunek potencjalnej kary z tytułu negatywnego wyniku TOZ ogłoszonego w kolejnym najbliższym możliwym terminie w porównaniu do przychodu jaki zostanie utracony w przypadku potencjalnego negatywnego wyniku bieżącego TOZ i braku zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego:

$$SK_n * \left(\sum_{i=1}^{I_{H_{TOZ}}} OM_{H_{TOZ}_i} - P_{netto_{H_{TOZ}}} \right) < \sum_{h=1}^{H_{TOZ}} \sum_{i=1}^{I_h} C_{OM_i} * OM_{hi} * \frac{1000}{L_n} \quad (4.3.1.)$$

Zaś po przekształceniu otrzymujemy nierówność:

$$P_{netto_{H_{TOZ}}} > \sum_{i=1}^{I_{H_{TOZ}}} OM_{H_{TOZ}_i} - \frac{\sum_{h=1}^{H_{TOZ}} \sum_{i=1}^{I_h} C_{OM_i} * OM_{hi} * \frac{1000}{L_n}}{SK_n} \quad (4.3.2.)$$

gdzie:

$P_{netto_{H_{TOZ}}}$ – prognozowana moc netto JRM w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażona w MW;

$OM_{H_{TOZ}_i}$ – wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażony w MW;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i, wyrażona w PLN/kW/a;

OM_{hi} – wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie h, wyrażony w MW;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n;

SK_n – jednostkowa stawka kar z tytułu niewykonania Obowiązku Mocowego w roku dostaw n, wyrażona w PLN/MW;

- Jeżeli powyższa nierówność została spełniona osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM.
- W przypadku niespełnienia powyższej nierówności sprawdzane jest, czy istnieje taka godzina w której powinna zostać przesłana informacja o gotowości do wykonywania Obowiązków Mocowych, a następnie ogłoszony TOZ dla której spełniona jest poniższa nierówność:

$$\begin{aligned}
 SK_n * \left(\sum_{i=1}^{H_{TOZ}} OM_{H_{TOZ}_i} - P_{netto_{H_{TOZ}}} \right) + \sum_{h=1}^{H_{ZG\acute{L}}} \sum_{i=1}^{I_h} C_{OM_i} * OM_{hi} * \frac{1000}{L_n} < \\
 < \sum_{h=H_{ZG\acute{L}}+1}^{H_{TOZ}} \sum_{i=1}^{I_h} C_{OM_i} * OM_{hi} * \frac{1000}{L_n}
 \end{aligned}
 \tag{4.3.3.}$$

gdzie:

$P_{netto_{H_{TOZ}}}$ – prognozowana moc netto JRM w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażona w MW;

$OM_{H_{TOZ}_i}$ – wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażony w MW;

$H_{ZG\acute{L}}$ – godzina w której zostanie zgłoszona gotowość do wykonywania Obowiązku Mocowego;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i, wyrażona w PLN/kW/a;

OM_{hi} – Wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie h, wyrażony w MW;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n;

SK_n – jednostkowa stawka kar z tytułu niewykonania Obowiązku Mocowego w roku dostaw n, wyrażona w PLN/MW.

- W przypadku spełnienia powyższej nierówności osoba do tego upoważniona dokonuje w godzinie $H_{ZG\acute{L}}$ zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM.
- W przypadku niespełnienia powyższej nierówności podejmowane są niezwłoczne działania na rynku wtórnym mające na celu zbilansowanie Obowiązku Mocowego względem dostępnych mocy.

- Jeżeli w wyniku działań na rynku wtórnym, bądź zakończenia ubytku będzie możliwe osiągnięcie stanu dla którego zostanie spełniona poniższa nierówność, osoba do tego upoważniona dokonuje zgłoszenia gotowości do wykonywania Obowiązku Mocowego za pośrednictwem PURM.

$$P_{netto_{H_{TOZ}}} > \sum_{i=1}^{I_{H_{TOZ}}} OM_{H_{TOZ}_i} - \frac{\sum_{h=H_{ZG\acute{L}}+1}^{H_{TOZ}} \sum_{i=1}^{I_{H_{TOZ}}} C_{OM_i} * OM_{hi} * \frac{1000}{L_n}}{SK_n} \quad (4.3.4.)$$

gdzie:

$P_{netto_{H_{TOZ}}}$ – prognozowana moc netto JRM w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażona w MW;

$OM_{H_{TOZ}_i}$ – wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie H_{TOZ} w której może zostać przeprowadzony najbliższy Testowy Okres Zagrożenia, wyrażony w MW;

$H_{ZG\acute{L}}$ – godzina w której zostanie zgłoszona gotowość do wykonywania Obowiązku Mocowego;

C_{OM_i} – cena Obowiązku Mocowego i, wyrażona w PLN/kW/a;

OM_{hi} – wolumen Obowiązku Mocowego i w godzinie h, wyrażony w MW;

L_n – liczba godzin w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy w roku dostaw n.;

SK_n – jednostkowa stawka kar z tytułu niewykonania Obowiązku Mocowego w roku dostaw n, wyrażona w PLN/MW.

W przypadku, gdy niewykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego lub negatywnego wyniku Testowego Okresu Zagrożenia wynika z wystąpienia nagłego zdarzenia:

- Sprawdzane jest czy spełnione zostały następujące warunki:
 - zdarzenie miało charakter nagły, nieprzewidywalny i niezależny od dostawcy mocy, skutkiem zdarzenia nie można było zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności;
 - zdarzenie uniemożliwiło dostawcy mocy wykonanie obowiązku mocowego w wielkości wyższej niż 40%.
- W przypadku, gdy oba warunki zostały spełnione, w ciągu 48 godzin od wystąpienia takiego zdarzenia osoba do tego upoważniona przekazuje stosowną informację do PSE.

5. Podsumowanie i wnioski

5.1. Podsumowanie pierwszego roku dostaw

Wdrożenie metod opisanych w rozprawie

Opisana metoda została wdrożona w Polskim Koncernie Naftowym ORLEN, który jest partnerem Politechniki Warszawskiej w programie Doktoratów Wdrożeniowych. Ze względu na konieczność zachowania zasad ochrony tajemnicy przedsiębiorstwa opracowane i przedstawione wyniki będą bazowały na danych publicznie dostępnych lub nie będących informacjami poufnymi. Z tego względu niemożliwym jest przedstawienie wyników związanych z funkcjonowaniem wtórnego rynku mocy oraz przedstawienie szczegółowych założeń przyjętych do analiz.

Jedną z jednostek PKN ORLEN uczestniczących w rynku mocy jest CCGT Włocławek dla której zastosowaną jeden z wariantów opisanej metody. Jednostka ta jest blokiem gazowo-parowym o mocy wynoszącej 463 MW. Uruchomienie jednostki miało miejsce w roku 2017 i została on zaprojektowana i wybudowana przez konsorcjum General Electric – SNC Lavalin. Blok gazowo-parowy we Włocławku pełni funkcję elektrociepłowni dostarczając dla pobliskich zakładów produkcyjnych parę technologiczną.

Wdrożona strategia udziału w Aukcji Głównej na rok 2021 za skutkowałą uzyskaniem umowy mocowej z wolumenem Obowiązku Mocowego wynoszącym 351 MW oraz cenie 240 320 PLN/MW/a. [54] Ze względu na występujące wahania mocy netto jednostki wytwórczej wynikające ze zmian temperatury zewnętrznej wolumen ten został określany według jednego ze scenariuszy strategii, którego ważnym czynnikiem jest minimalizowanie ryzyk związanych z tą zmiennością. Pozostała część mocy była wykorzystywana w celu przyjmowania Obowiązków Mocowych na rynku wtórnym.

Źródła danych do analizy wyników

Publicznie dostępne dane z zakresu mocy dyspozycyjnych jednostki oraz przychodów osiąganych na rynku mocy dają możliwość wyciągnięcia wielu wniosków dotyczących efektywności funkcjonowania jednostki na rynku mocy, a także realizacji zakładanych celów.

Podstawową daną niezbędną do przeprowadzenia analizy jest moc dyspozycyjna netto JRM. Pozyskanie tej danej możliwe jest dla każdej jednostki wytwórczej za pośrednictwem komunikatów REMIT publikowanych przez właściciela za pośrednictwem własnych portali lub Giełdowej Platformy Informacyjnej prowadzonej przez Towarową Giełdę Energii, która zbiera

komunikaty dla Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych. W przypadku JRM CCGT Włocławek źródłem danych są komunikaty publikowane za pośrednictwem portalu REMIT PKN ORLEN dostępnego pod adresem remit.orlen.pl. [56]

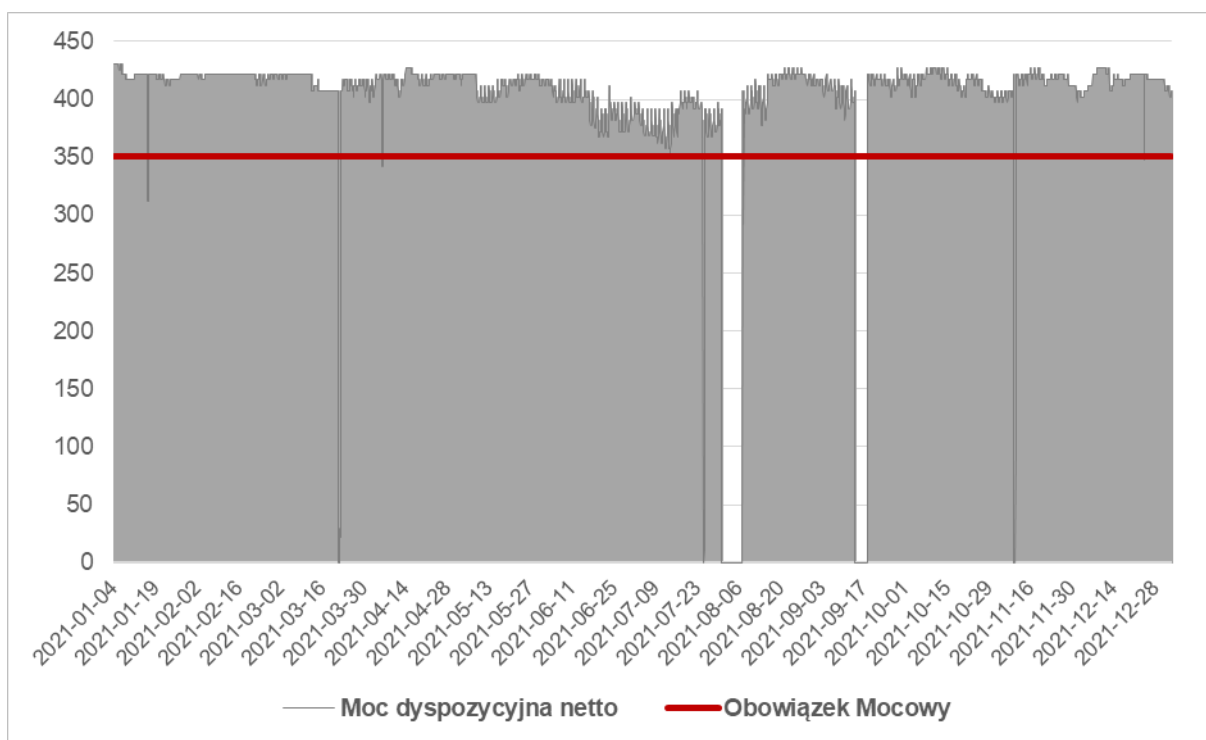
W związku z tym, że rynek mocy funkcjonuje jako środek pomocowy zaakceptowany przez Komisję Europejską oznaczony numerem SA.46100 (2017/N) informacje o wszystkich środkach wypłaconych z tytułu wykonywania umów mocowych podawane są do publicznej wiadomości za pośrednictwem strony internetowej Systemu Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej (SUDOP). W SUDOP istnieje możliwość identyfikacji każdej wypłaty wynagrodzenia. Wynagrodzenia są wypłacane w cyklu miesięcznym, osobno dla każdej JRM z oznaczeniem daty odpowiadającej dniu w którym przyznane zostało wynagrodzenie oraz numerem umowy mocowej na podstawie, której wypłacane jest wynagrodzenie. W przypadku CCGT Włocławek, na drodze dedukcji danych dostępnych w SUDOP (porównanie przychodów z miesięcy do informacji o cenie i wolumenie OM uzyskanego w Aukcji Głównej 2021) dla Dostawcy Mocy można wskazać, że jest ona objęta umową mocową nr AG/2021/543. [57]

Analiza wyników za rok dostaw 2021

Celem analizy będzie wykazanie, że poprzez wdrożenie opisanych metod zostały zrealizowane główne założenia stawiane dla udziału tej JRM w rynku mocy tj.:

- Przyjęcie poprzez Aukcję Główną wolumenu Obowiązku Mocowego możliwego do bezpiecznego dostarczenia w okresie całego roku dostaw na podstawie danych i założeń dostępnych w długim horyzoncie czasowym.
- Aktywny udział w rynku wtórnym w celu dopasowania profilu Obowiązku Mocowego do bieżących możliwości JRM na podstawie danych dostępnych w średnim i krótkim horyzoncie czasowym.

Na podstawie danych dotyczących mocy dyspozycyjnej netto opracowany został roczny profil mocy w godzinach w których wykonywany jest Obowiązek Mocowy. Dodatkowo na wykres został nałożony poziom 351 MW odpowiadający Obowiązkowi Mocowym uzyskanemu w Aukcji Głównej. [54]



Rysunek 34 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 [54] [56]

Zauważalne jest, że profil mocy netto przekracza okresowo poziom rocznego Obowiązku Mocowego, jednak na podstawie danych z komunikatów REMIT, okresy te obejmują remonty lub prace w pomiarach. W przypadku remontów podejmowane są działania mające zabezpieczyć ten okres poprzez zbycie OM na rynku wtórnym, zaś praca w pomiarach najczęściej wynika z konieczności przeprowadzenia testów urządzeń i planowane są w ten sposób by ich realizacja nie wpłynęła na dostępność jednostki w trakcie potencjalnego Okresu Zagrożenia. W pozostałych przypadkach w trakcie normalnej eksploatacji utrzymywana jest bezpieczna rezerwa pomiędzy poziomem Obowiązku Mocowego, a mocą netto. [56]

Dane dostępne za pośrednictwem SUDOP dają możliwość określenia wyniku finansowego JRM w każdym miesiącu. Przy odpowiednich założeniach możliwe jest określenie szacunkowego średniego poziomu Obowiązku Mocowego w każdym miesiącu. Tymi założeniami są:

- JRM przyjmuje tylko Obowiązek Mocowy wynikający z Aukcji Głównej o cenie 240 320 PLN/MW/a. Wolumen ten stanowi prawie 98% OM będącego dostępnego na rynku wtórnym. [54] [55]

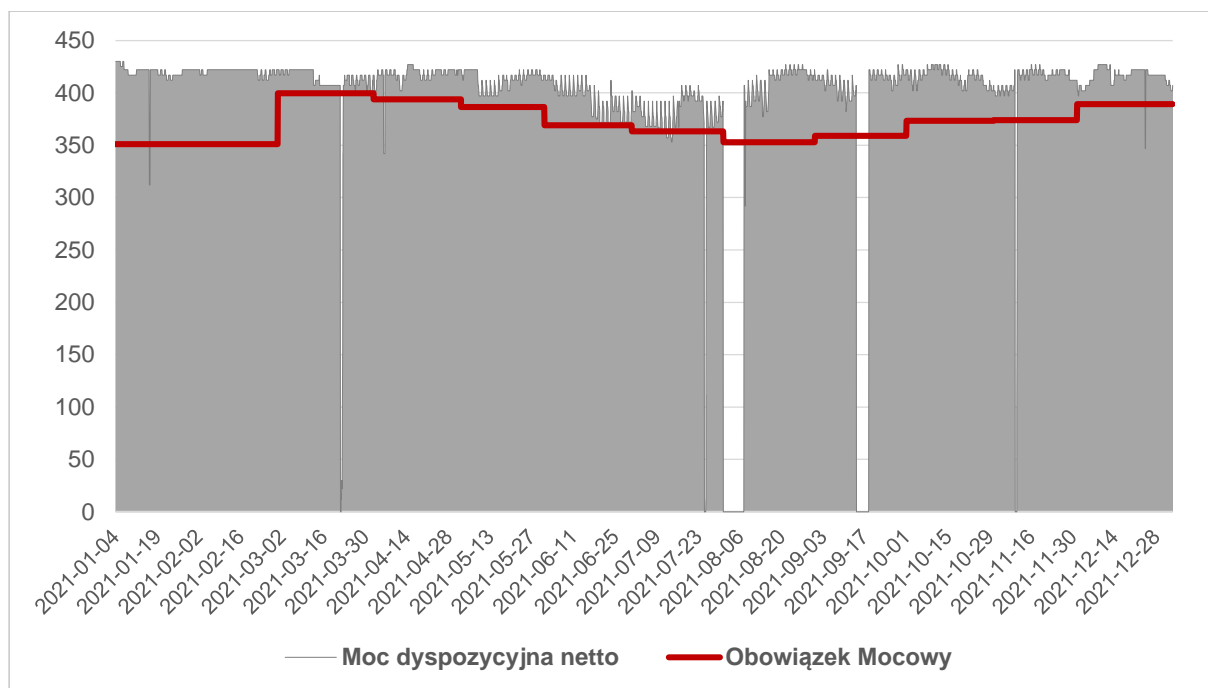
- W godzinach w których JRM znajduje się w remoncie nie posiada Obowiązku Mocowego ze względu na ograniczanie ryzyka kar.

Na podstawie tych założeń, znając liczbę godzin w których JRM nie jest remontowana w danym miesiącu określamy średni Obowiązek Mocowy w każdym z miesięcy:

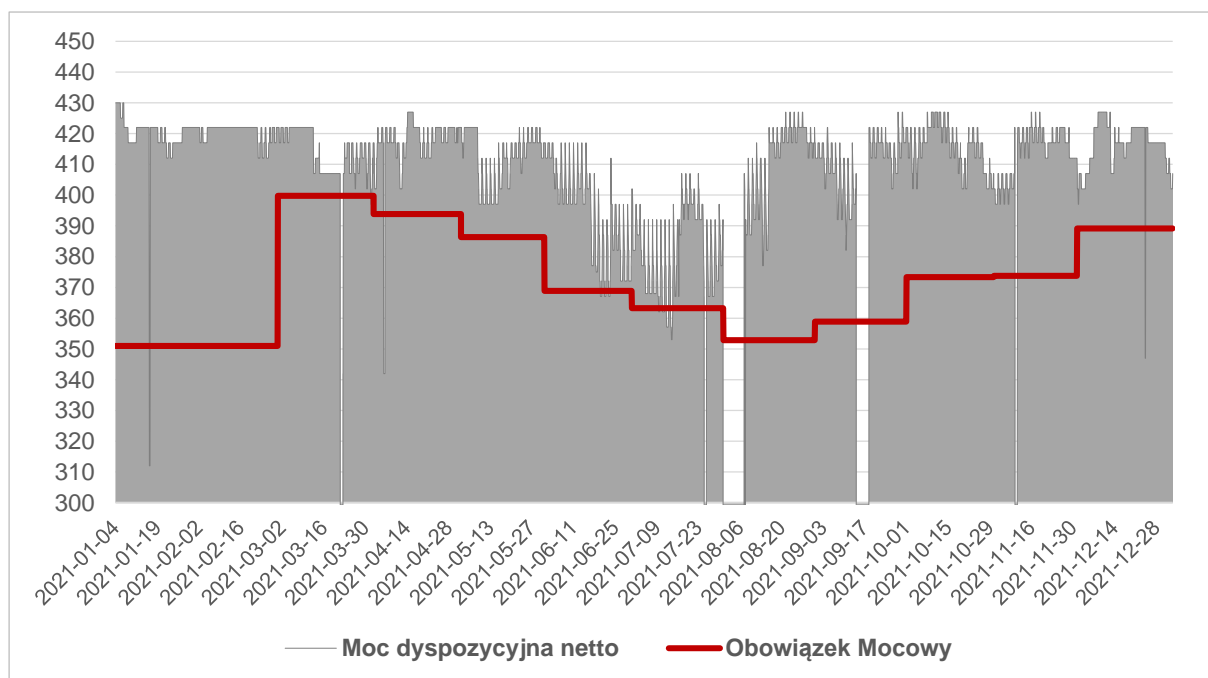
Tabela 4 - Miesięczne przychody netto oraz szacowany średniomiesięczny Obowiązek Mocowy CCGT Włocławek [54] [55] [56] [57]

Miesiąc	Przychód netto	Liczba godzin roboczych	Liczba godzin remontowych	Liczba godzin roboczych poza remontami	Średni Obowiązek Mocowy	Dodatkowy Obowiązek Mocowy z rynku wtórnego
	[PLN]	[h]	[h]	[h]	[MW]	[MW]
Styczeń	6 309 819,21	285	0	285	351,000	0,000
Luty	6 641 914,96	300	0	300	351,000	0,000
Marzec	8 471 979,20	345	0	345	389,315	38,315
Kwiecień	7 824 444,53	315	0	315	393,802	42,802
Maj	7 311 680,18	300	0	300	386,395	35,395
Czerwiec	7 329 874,07	315	0	315	368,911	17,911
Lipiec	7 399 743,18	330	7	323	363,203	12,203
Sierpień	5 675 891,03	330	75	255	352,882	1,882
Wrzesień	6 451 287,72	330	45	285	358,867	7,870
Październik	7 417 130,68	315	0	315	373,302	22,302
Listopad	6 908 312,79	300	0	300	365,078	14,078
Grudzień	8 468 103,61	345	0	345	389,137	38,137

Średnie poziomy Obowiązku Mocowego następnie porównujemy z danymi dotyczącymi mocy netto poprzez dodanie przyjętego na rynku wtórnym Obowiązku Mocowego do wcześniejszego wykresu.



Rysunek 35 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z średniomiesięcznym Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 oraz na rynku wtórnym [54] [55] [56] [57]



Rysunek 36 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z średniomiesięcznym Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 oraz na rynku wtórnym (z zawężoną skalą) [54] [55] [56] [57]

Na podstawie porównania mocy netto ze średnim Obowiązkiem Mocowym można wyciągnąć następujące wnioski:

- W styczniu i lutym nieprzyjmowane były żadne dodatkowe Obowiązki Mocowe, co mogło wynikać z faktu, że ze względu na sezon zimowy nie były przeprowadzane remonty innych JRM, które umożliwiałyby przyjęcie w tym czasie dodatkowego wolumenu OM. Dodatkowo, brak takich transakcji mógł wynikać z początkowej fazy funkcjonowania rynku wtórnego.
- W kolejnych miesiącach zauważalne jest to, że średni poziom posiadanego Obowiązku Mocowego koreluje z mocami netto znacznie przekraczając OM wynikający z Aukcji Głównej.
- Pojawiają się punkty w których moc netto spada poniżej linii średniego OM, ale może to wynikać z faktu, iż jest to średnia miesięczna uwzględniająca również OM przyjmowany w okresach wyższej dyspozycyjności.

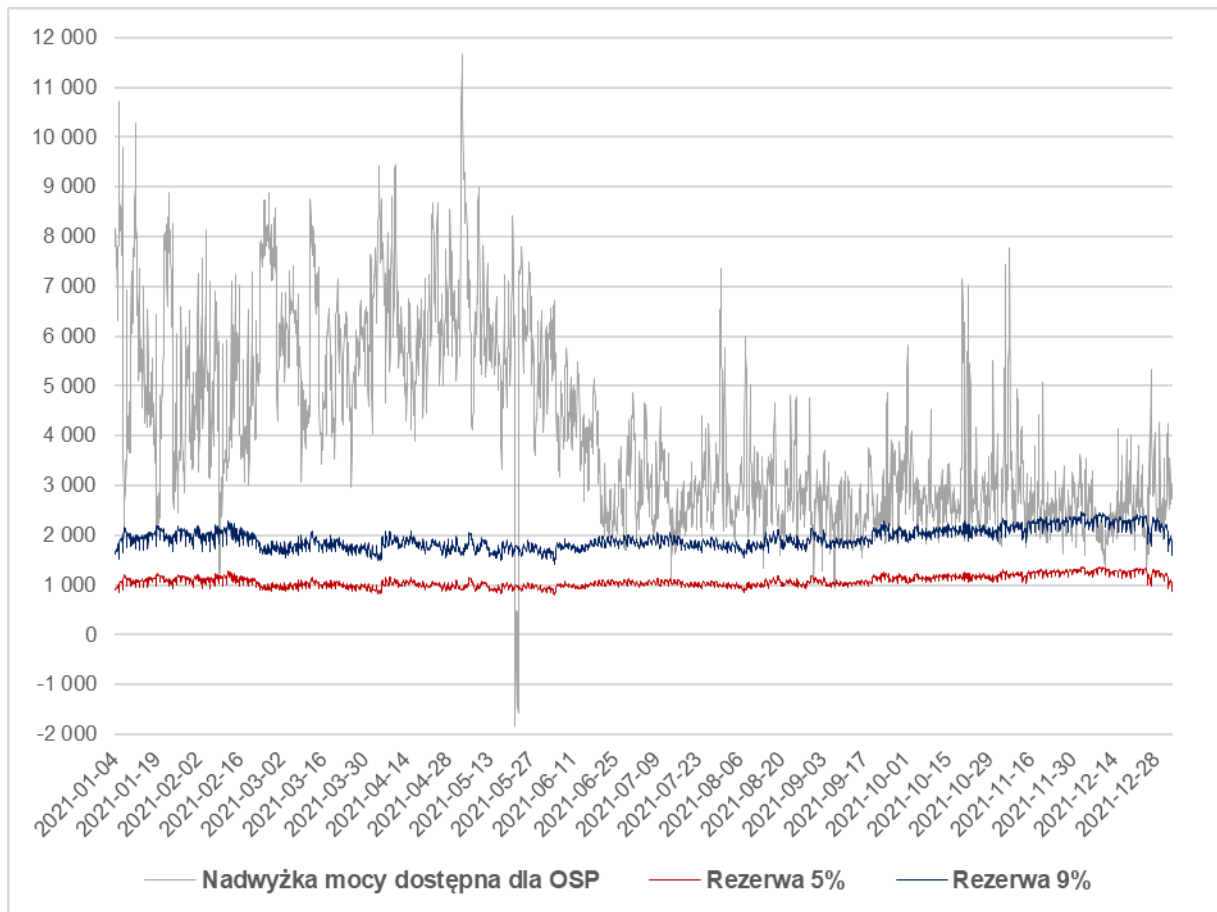
Analiza sytuacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Równie ważne jak przeprowadzenie analiz wyniku danej JRM jest spojrzenie na dane dotyczące rezerw mocy dostępnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. To właśnie względna wartość rezerw mocy dostępnych dla OSP determinuje występowanie Okresów Zagrożenia w których JRM zobowiązane są do dostarczenia mocy do systemu.

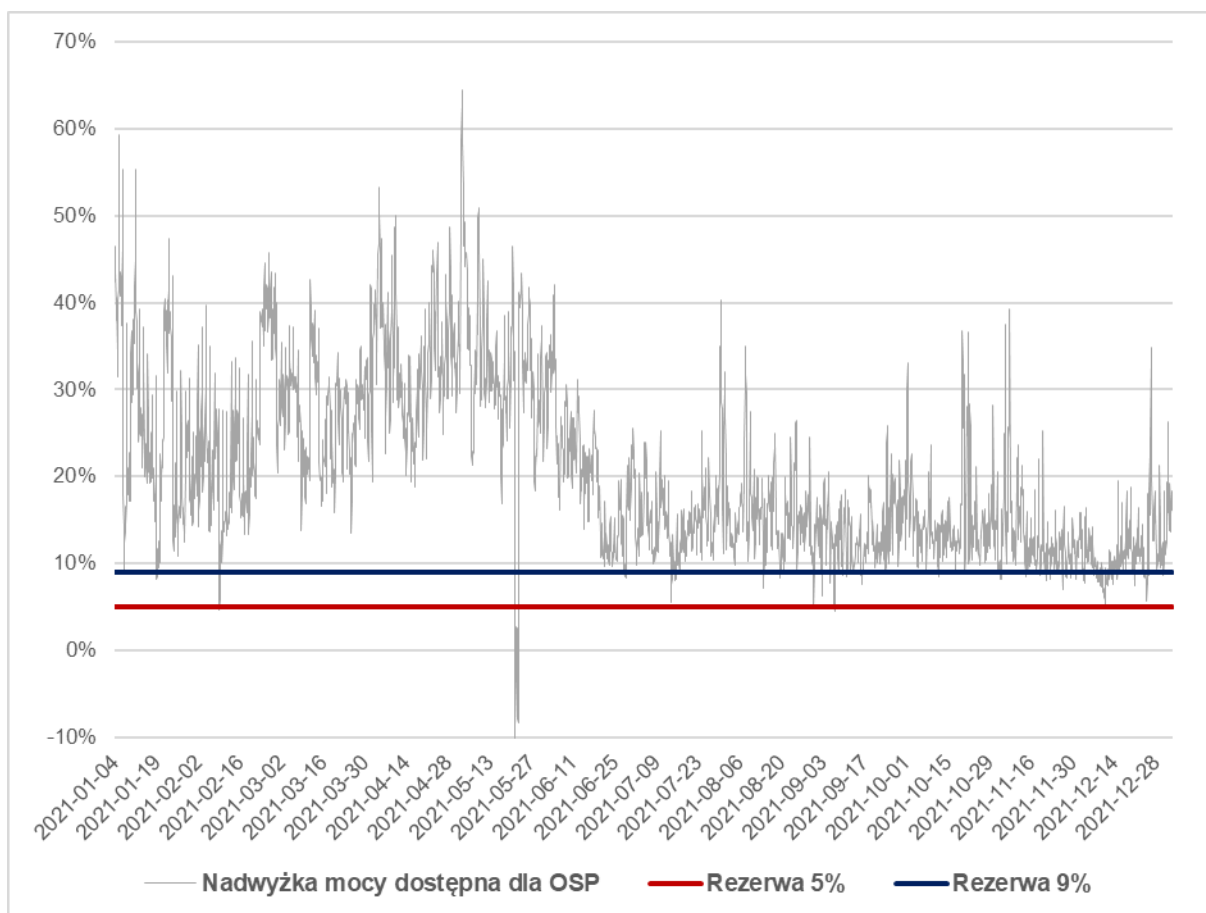
Należy przypomnieć, że Okresy Zagrożenia są godzinami w których PSE w ramach procesów planowania dobowego zidentyfikuje ryzyko spadku rezerwy mocy w systemie poniżej wymaganego poziomu. Poziom ten określany jest w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci i wynosi 9% zapotrzebowania sieci. Według Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym z dnia 18 lipca 2018 r. PSE ma możliwość nieogłaszania Okresu Zagrożenia w przypadku, gdy rezerwa mocy nie spadła poniżej 4 punktów procentowych względem wartości wymaganej tj. poniżej 5% oraz uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

W 2021 roku nie został ogłoszony żaden Okres Zagrożenia, mimo tego, że na podstawie danych historycznych można wywnioskować, że wielokrotnie rezerwa mocy spadała poniżej określonych poziomów. Rezerwa była poniżej wymaganych wartości przez 147 godzin, z czego 129 godzin rezerwę mocy mieściła się w zakresie 5-9%, zaś przez 18 godzin spadała poniżej

5%. Przy tej ocenie należy zauważyć, że dane historyczne wskazują na stan faktyczny z wykonania dla każdej z godzin, zaś przy ogłaszaniu Okresów Zagrożenia decyzje podejmowane są na podstawie prognoz bilansu mocy w horyzoncie powyżej 8 godzin. Niedostępne są dane w zakresie wartości prognozowanych rezerw np. w horyzoncie 8 godzinnym. Można więc przypuszczać, że w horyzoncie 8 godzin na podstawie dostępnych danych PSE nie posiadało przesłanek do ogłoszenia Okresu Zagrożenia. [58]



Rysunek 37 - Wykres porównania wartości bezwzględnej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP do poziomów rezerw będących odniesieniem do ogłoszenia Okresu Zagrożenia [58]

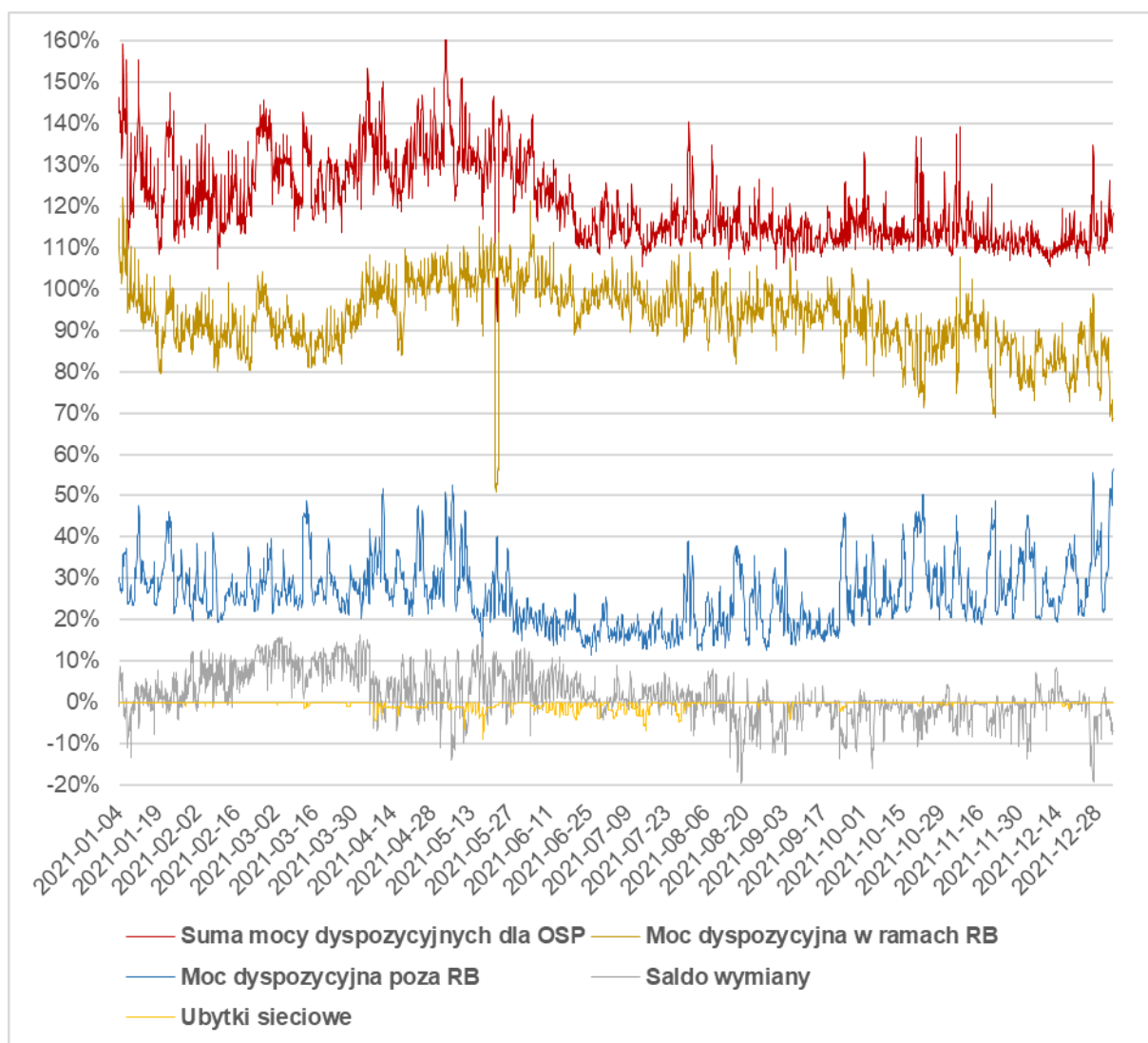


Rysunek 38 - Wykres porównania wartości względnej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP do poziomów rezerw będących odniesieniem do ogłoszenia Okresu Zagrożenia [58]

Zauważalny gwałtowny i głęboki spadek rezerw mocy jest wynikiem awarii na stacji elektroenergetycznej Rogowiec z 17 maja 2021 r., która skutkowałą odłączeniem z systemu 3,6 GW mocy z Elektrowni Bełchatów. W tym przypadku w celu odbudowania rezerw mocy OSP konieczne było wykorzystanie środków, których czas reakcji jest krótszy niż 8 godzin wymagane przy ogłaszaniu Okresu Zagrożenia. Sytuacja w KSE po zastosowaniu środków bezpośrednio po awarii nie wymagała wprowadzania Okresów Zagrożenia w późniejszych terminach.

W okresie od czerwca zauważalny jest ogólny spadek rezerw dostępnych dla OSP. Wynika on częściowo ze spadku generacji w elektrowniach wiatrowych w sezonie letni. W miesiącach jesiennych generacja wiatrowa ponownie wzrasta, ale nie powoduje to powrotu poziomu rezerw do wcześniejszych wartości ponieważ inne czynniki wpływające na poziom rezerw wykazują negatywny wpływ tą wartość w tych miesiącach. Czynnikiem pomniejszającymi

dostępne rezerwy są spadek mocy w jednostkach uczestniczących w Rynku Bilansującym (RB) oraz wzrost eksportu energii. Zmiany tych wartości wynikają min. z faktu wystąpienia wzrostu cen paliw (gazu i węgla) oraz ich dostępności na rynku europejskim, a także wzrost cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Efektem tego było ograniczanie produkcji przez część elektrowni i wzrost cen energii, który spowodował, że Polska stała się eksporterem energii do innych krajów. Mimo tych okoliczności, OSP wykorzystując dostępne narzędzia do bilansowania systemu utrzymał warunki bezpiecznej eksploatacji systemu utrzymując rezerwy na poziomach wahających się wokół wymaganych wartości. Zmiany poszczególnych składowych bilansu mocy w 2021 roku przedstawia wykres poniżej.



Rysunek 39 - Wykres wartości względnych określonych względem poziomu zapotrzebowania sieci dla poszczególnych składowych bilansu mocy określanego na potrzeby zapewnienia rezerw mocy w KSE. [58]

Mimo pozytywnej oceny sytuacji w KSE w 2021 roku, a co za tym idzie braku konieczności wykorzystywania narzędzia jakim są Okresy Zagrożenia, należy mieć na uwadze, że według [50] prognozowana dostępna rezerwa mocy w 2021 roku również nie powinna stwarzać problemów z bezpieczną eksploatacją systemu wykazując tylko okresowe deficyty w sezonie letnim, co miało pokrycie w rzeczywistości. Przywołując [50] warto nadmienić, że prawdziwe problemy z wystarczalnością zasobów pojawić się miały od 2022 roku i dopiero najbliższe lata będą prawdziwą weryfikacją zasadności wdrożenia rynku mocy w Polsce.

5.2. Wnioski

W rozprawie została przedstawiona metoda określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy, w ramach której zostały zaproponowane do wdrożenia procesy związane z analizą i zarządzaniem ryzykami na podstawie których możliwe jest zastosowanie wielu scenariuszy działań na każdym z etapów funkcjonowania rynku mocy. Na podstawie przygotowanego opisu metody oraz wyników wdrożenia jej w pierwszym roku dostaw można udowodnić następujące tezy:

- Opracowana metoda określania optymalnej strategii realizacji zobowiązań podjętych w ramach aukcji oraz wtórnego rynku mocy umożliwia wykorzystanie jej jako zbioru zasad dotyczących udziału w rynku mocy jednostek wytwórczych o różnych technologiach i charakterze pracy.
- Stosowanie opracowanej metody wymaga szczególnego podejścia do zagadnień związanych z zarządzaniem ryzykiem i realizację określonych przez Dostawcę Mocy celów, a także opracowanie zestawu założeń i danych niezbędnych do przeprowadzenia analizy scenariuszy i wyboru tego, który spełnia określone założenia.

Dodatkowo na podstawie doświadczeń pozyskanych w trakcie pierwszego roku dostaw można wyciągnąć następujące wnioski:

- Ze względu na brak funkcjonującej w sposób przejrzysty oraz posiadającej odpowiednią płynność giełdy Obowiązków Mocowych na rynku wtórnym, nie możliwe jest określenie obiektywnych warunków cenowych dla transakcji rynku wtórnego. Oparcie się rynku o transakcje bilateralne zmniejsza jego efektywność oraz ogranicza konkurencję.
- Ze względu na częściowo uznaniowy sposób ogłaszania Okresów Zagrożenia w zakresie 5 – 9 % nadwyżki rezerwy mocy, a także zmienność w czasie prognozowanych dostępnych rezerw, konieczne jest dopracowanie sposobu prognozowania możliwości

wystąpienia Okresów Zagrożenia w celu lepszego określenia prawdopodobieństwa ich wystąpienia. Na podstawie danych za rok 2021 widoczne jest, że mimo wielokrotnego przekraczania określonych limitów nie został ogłoszony żaden Okres Zagrożenia.

- Rynek mocy stał się znacznym źródłem przychodów dla sektora wytwórczego w Polsce, co w efekcie spowodowało utrzymanie w eksploatacji oraz modernizację znacznej części jednostek wytwórczym. Dzięki temu rezerwy mocy podczas bieżącego bilansowania KSE utrzymywane są na poziomach zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii dla odbiorców bez konieczności wdrażania specjalnych środków np. stopnie zasilania.

Bibliografia

- [1] Ustawa o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 roku. wraz z późniejszymi zmianami
- [2] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym.
- [3] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023
- [4] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych
- [5] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021
- [6] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022
- [7] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie
- [8] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023
- [9] Regulamin Rynku Mocy zatwierdzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Decyzją z dnia 30 marca 2018 r. (wraz ze zmianami z dni 4 września 2020 r., 30 grudnia 2020 r., 10 listopada 2021 r.)
- [10] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 22/2018) przedstawiająca wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy
- [11] Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzającej mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N) - Poland - Planned Polish capacity mechanism
- [12] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

- [13] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(6)/2010/KS z dnia 23 lipca 2010 r. (z późn. zm.)
- [14] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej
- [15] Wzór Umowy Ramowej w Zakresie Transakcji na Rynku Wtórnym, Towarzystwo Obrotu Energią (2020)
- [16] Virtual power plants - types and development opportunities, Arkadiusz Przychodzień, Rynek Energii 5(150)/2020
- [17] Rynek mocy – wycena instrumentu finansowego dla elektrociepłowni gazowej, Przemysław Kołodziejak, Janusz Lichota, Rynek Energii 2(141)/2019
- [18] Dane meteorologiczne IMGW z lat 2008-2020 dla stacji meteorologicznej Płock
- [19] Wartość produktu krajowego brutto w Polsce opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego za lata 2010-2021
- [20] Dokumenty „Zużycie paliw i nośników energii” opublikowane przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego za lata 2010-2020
- [21] Pabianiak, Paweł. Ocena Efektywności Projektów Inwestycyjnych. Red.: Business Concepts, 2016,
- [22] S. Geng, X. Wang, Predictive maintenance scheduling for multiple power equipment based on data-driven fault prediction, Computers & Industrial Engineering 164 (2022)
- [23] Sobotka A., Sobotka P., Badyda K., Koncepcja budowy modelu prognostycznego dla cen energii elektrycznej na rynku polskim, Rynek Energii 1(140)/2019 (coś o budowie modeli)
- [24] Capacity mechanisms. Reigniting Europe’s energy markets. Linklaters 2014
- [25] Bronk L., Czarnecki B., Magulski R., Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania. Forum Energii 2019
- [26] Perspektywy rynku mocy w Polsce. Raport przygotowany przez Deloitte i Energoprojekt-Katowice S.A., 2017

- [27] Komorowska, A. The Impact of the Introduction of a Capacity Market on the Decarbonisation of the Polish Power System. *Energies* 2021, 14, 5151.
- [28] Kotlewski D., Rynek mocy, a rynek energii, *Kwartalnik Nauk o Przedsiębiorstwie*, 49(4), 49-61, 2018.
- [29] Hawker G., Bell K., Gill S., Electricity security in the European Union - The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market, *Energy Research & Social Science* 24 (2017) 51–58
- [30] Benalcazar P., Kamiński J., Capacity markets and cogeneration facilities: recommendations for Poland, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* (2016)
- [31] Capacity mechanisms: needs, solutions and state of affairs Working Group C5.17, CIGRE 2016
- [32] Komorowska A., Capacity remuneration mechanisms: classification and experiences, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* (2021)
- [33] Muszyński I., Rynek mocy jako instrument wsparcia budowy nowych elektrowni – czy to zadziała?, *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny (iKAR)*, 2018
- [34] Zagajewski T., THE RISE OF CAPACITY MECHANISMS: ARE THEY INEVITABLE IN THE EUROPEAN UNION?, Egmont – The Royal Institute for International Relations 2015
- [35] Bućko P., Mechanizmy mocowe na rynkach energii elektrycznej, *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, R. 95 NR 10/2019
- [36] Leiren M. D., Szulecki K., Rayner T. and Banet C., Energy Security Concerns versus Market Harmony: The Europeanisation of Capacity Mechanisms, *Politics and Governance* 2019
- [37] Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce. *Polski Komitet Energii Elektrycznej* 2016
- [38] Rynek Mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski, *Forum Analiz Energetycznych* 2015
- [39] Michalski D., Sołtysik M., RYNEK MOCY. KOLEJNY ETAP TWORZENIA ZLIBERALIZOWANEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UNII EUROPEJSKIEJ, *Unia Europejska.pl* Nr 3 (238) 2016

- [40] Bućko P., RYNEK MOCY JAKO NOWY MECHANIZM ROZLICZEŃ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM, Rynek Energii Nr 6(145) – 2019
- [41] Jasiński, J., Kozakiewicz, M., Sołtysik, M. The Effectiveness of Energy Cooperatives Operating on the Capacity Market. *Energies* 2021, 14, 3226.
- [42] Komorowska A., Benalcazar P., Kaszyński P., Kamiński J., Economic consequences of a capacity market implementation: The case of Poland, *Energy Policy* 144 (2020)
- [43] Zamasz K., Finansowe aspekty implementacji rynków mocy w Polsce, *Przegląd Organizacji*, Nr 4 (903), 2015
- [44] Kaszyński, P., Komorowska, A., Zamasz, K., Kinelski, G., Kamiński, J. Capacity Market and (the Lack of) New Investments: Evidence from Poland. *Energies* 2021, 14, 7843
- [45] Cheng Huanga, Zheyu Dub, Tianyao Jib, Zhe Chenb, Runze Liub, Zhaoxia Jingb, Qian Zhoua, Yongyong Jia, Design of power generation capacity adequacy mechanism based on revenue call options, *Energy Reports* 8 (2022) 1283–1293
- [46] Pawlak B., Ziarkowski M., Realizacja obowiązku mocowego przez przedsiębiorstwa energetyczne, *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 2018
- [47] Gawlikowska-Fyk A., Rynek mocy do przeglądu. Analiza wyników trzech aukcji, *Forum Energii* 2019
- [48] Terlikowski P., Kwiatkowska M., Paska J., Pawlak K., Kaliński J., Urbanek D., Pakiet zimowy Unii Europejskiej w odbiorze krajowego sektora elektroenergetycznego, *Energetyka* 2018
- [49] Kukuła W., Ocena ustawy o rynku mocy, *ClientEarth* 2017
- [50] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, *Polskie Sieci Elektroenergetyczne* 2016
- [51] Badyda K., Miller A., Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem, *KAPRINT* 2014
- [52] Walczak M. Analiza finansowa w zarządzaniu współczesnym przedsiębiorstwem, *Difin* 2007
- [53] Kulińska E., Dornfeld A. Zarządzanie ryzykiem procesów, *Politechnika Opolska Studia i Monografie Z. 246*, 2009

[54] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 99/2018) w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021

[55] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 27/2020) w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji dodatkowych na kwartały roku 2021

[56] Dane w zakresie ubytków mocy dla jednostki CCGT Włocławek publikowane na portalu REMIT.ORLEN.PL

[57] Dane z Systemu Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej (SUDOP)

[58] Dane z Planu koordynacyjnego 5-letniego publikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne

[59] Łabinowicz K., Bujalski W.: Wyodrębnienie głównych czynników kształtujących ceny energii elektrycznej na rynku dnia następnego z wykorzystaniem metod statystycznych, Rynek Energii, 2015, 6:15-21.

Spis rysunków

Rysunek 1 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy). 29

Rysunek 2 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 1 torem wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji, zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy) oraz przyłączonego bezpośrednio (3. pkt pomiarowy) odbiorcę końcowego (M). 30

Rysunek 3 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z jednostki wytwórczej posiadającej 1 generator (G) z 2 torami wyprowadzenia mocy do 2 osobnych OSP/OSD (1. i 2. pkt pomiarowy), zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji oraz zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (3. pkt pomiarowy)..... 31

Rysunek 4 - Schemat 2 Jednostek Fizycznych składających się z 2 generatorów (G) z osobnymi 2 torami wyprowadzenia mocy do OSP/OSD (1. i 2. pkt pomiarowy), obie jednostki posiadają osobne zasilanie potrzeb własnych (PW) z produkcji, ale posiadają wspólne zasilanie potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (3. pkt pomiarowy)..... 32

Rysunek 5 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z 2 jednostek wytwórczych posiadających 2 generatory (G1 i G2) ze wspólnym torem wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSP (1. pkt pomiarowy), wspólnym zasilaniem potrzeb własnych (PW) oraz wspólnym zasilaniem potrzeb ogólnych (PO) z sieci OSP/OSD (2. pkt pomiarowy).....	33
Rysunek 6 - Schemat Jednostki Fizycznej składającej się z 2 jednostek wytwórczych z czego: pierwsza będąca jednostką (G1) aktywnie uczestniczącą w procesach centralnego bilansowania, posiada tor wyprowadzenia mocy do sieci OSP/OSD (1. Pkt pomiarowy) i zasilanie potrzeb własnych (PW), a także zasila sieć wewnętrzną poprzez punkt bilansowy (1. pkt bilansowy) dla którego składa oferty bilansujące, zaś druga jest jednostką wytwórczą (G2) pracującą na potrzeby zasilania wewnętrznej sieci do której przyłączone są odbiory własne właściciela jednostki (zużycie własne) oraz bezpośrednio przyłączeni odbiorcy końcowi (M poprzez 3. pkt pomiarowy), dodatkowo sieć ta posiada zasilanie z sieci OSP/OSD (2. Pkt pomiarowy).	34
Rysunek 7 - Przykładowy schemat przebiegu aukcji mocy w przypadku, gdy jedna z ofert trafia idealnie na krzywą zapotrzebowania na odcinku pochyłym	47
Rysunek 8 - Przykładowy schemat przebiegu aukcji mocy w przypadku, gdy jedna z ofert trafia idealnie na krzywą zapotrzebowania na odcinku poziomym.....	48
Rysunek 9 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi przez pierwszą ofertę wyjścia położonej powyżej ceny wywoławczej.....	49
Rysunek 10 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w danej rundzie nie złożono żadnej oferty wyjścia.....	50
Rysunek 11 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w danej rundzie nie złożono żadnej oferty wyjścia.....	50
Rysunek 12 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina drugą lub kolejną ofertę wyjścia położoną powyżej ceny wywoławczej kolejnej rundy.....	51
Rysunek 13 - Poglądowy schemat wyznaczenia dolnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia położona w całości poniżej krzywej zapotrzebowania na moc	52

Rysunek 14 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przechodzi powyżej ostatniej oferty wyjścia położonej poniżej ceny wywoławczej rundy	53
Rysunek 15 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy w rundzie nie złożono żadnej oferty	54
Rysunek 16 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc przecina ofertę wyjścia	55
Rysunek 17 - Poglądowy schemat wyznaczenia górnego punktu krzywej podaży w przypadku, gdy krzywa zapotrzebowania na moc nie przecina żadnej złożonej oferty wyjścia i w danej rundzie została złożona oferta wyjścia leżąca w całości powyżej krzywej zapotrzebowania na moc	56
Rysunek 18 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 1	58
Rysunek 19 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 2	59
Rysunek 20 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 3	60
Rysunek 21 - Przykład zastosowania algorytmu kosztów i korzyści nr 4	61
Rysunek 22 - Wartości Korekcyjnych Współczynników Dyspozycyjności dla poszczególnych technologii na podstawie [8]	101
Rysunek 23 - Szacunkowa charakterystyka dostępnej mocy netto w zależności od temperatury otoczenia i strumienia eksportowanej pary dla bloku gazowo-parowego – opracowanie na podstawie danych produkcyjnych.....	123
Rysunek 24 - Rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia w okresie roku i poszczególnych kwartałów na podstawie [18].....	128
Rysunek 25 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest dla całego zakresu analizowanej mocy	135
Rysunek 26 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest po przekroczeniu określonego progu mocy.....	135
Rysunek 27 - Poglądowy przebieg funkcji jednostkowego kosztu zmiennego w przypadku, gdy dodatkowy koszt zmienny ponoszony jest po przekroczeniu określonych progów mocy.....	136

Rysunek 28 - Potencjalne jednostkowe stawki kar w poszczególnych latach na podstawie [19], [20] oraz opracowania własnego	138
Rysunek 29 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza wolumenowego część 1. ..	144
Rysunek 30 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza wolumenowego część 2. ..	145
Rysunek 31 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza cenowego część 1.....	148
Rysunek 32 - Schemat blokowy algorytmu wyboru scenariusza cenowego część 2.....	149
Rysunek 33 - Rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia danej temperatury otoczenia w okresie roku i przykładowych dniach roku na podstawie [18].....	196
Rysunek 34 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 [54] [56] ...	220
Rysunek 35 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z średniomiesięcznym Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 oraz na rynku wtórnym [54] [55] [56] [57].....	222
Rysunek 36 - Profil mocy dyspozycyjnej netto JRM CCGT Włocławek w porównaniu z średniomiesięcznym Obowiązkiem Mocowym pozyskanym w ramach Aukcji Głównej na rok 2021 oraz na rynku wtórnym (z zawężoną skalą) [54] [55] [56] [57]	222
Rysunek 37 - Wykres porównania wartości bezwzględnej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP do poziomów rezerw będących odniesieniem do ogłoszenia Okresu Zagrożenia [58]	224
Rysunek 38 - Wykres porównania wartości względnej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP do poziomów rezerw będących odniesieniem do ogłoszenia Okresu Zagrożenia [58]	225
Rysunek 39 - Wykres wartości względnych określonych względem poziomu zapotrzebowania sieci dla poszczególnych składowych bilansu mocy określanego na potrzeby zapewnienia rezerw mocy w KSE. [58].....	226

Spis tabel

Tabela 1 - Porównanie różnego rodzaju mechanizmów mocowych na podstawie [24]	18
Tabela 2 - Wartości Korekcyjnych Współczynników Dyspozycyjności dla poszczególnych technologii w latach dostaw 2021-2026 na podstawie [3], [5], [6], [8].	42
Tabela 3 - Dane i prognozowane wartości w zakresie PKB brutto oraz zużycia energii elektrycznej oraz obliczone potencjalne jednostkowe stawki kar w poszczególnych latach na podstawie [19], [20] oraz opracowania własnego	138
Tabela 4 - Miesięczne przychody netto oraz szacowany średniomiesięczny Obowiązek Mocowy CCGT Włocławek [54] [55] [56] [57]	221

Załączniki

Załącznik nr 1 – Opinia Opiekuna Pomocniczego

Płock, dnia 2022-08-30

Arkadiusz Przychodzień
imię i nazwisko doktoranta

mgr inż. Przemysław Garstka
imię i nazwisko opiekuna pomocniczego

OPINIA OPIEKUNA POMOCNICZEGO

Prace przeprowadzone podczas realizacji programu Doktoratu Wdrożeniowego przez Pana Arkadiusza Przychodnia odzwierciedlają bieżące i przyszłe potrzeby biznesowe PKN ORLEN w zakresie strategii funkcjonowania PKN ORLEN na rynku mocy. Zostały one wdrożone i są wykorzystywane w celu optymalizacji działań w nowym obszarze, jakim jest Rynek Mocy. Opracowane metody dotyczące strategii aukcyjnych są stosowane od 2018 roku, zaś część dotycząca funkcjonowania na rynku wtórnym i wykonywania obowiązków mocowych od początku 2021 roku. Przeprowadzone zostały prace związane z weryfikacją i oceną wdrożonej strategii wykonywania obowiązków mocowych, czego efektem jest potwierdzenie poprawności zaproponowanych rozwiązań. Jednocześnie, wciąż prowadzone są prace mające na celu jeszcze efektywniejszą realizację procesów w kolejnych latach funkcjonowania Rynku Mocy.

Kierownik
Wydział Technologii, Bilansowania
Oraz Umów Energetycznych
Przemysław Garstka
.....
podpis opiekuna pomocniczego

Polski Koncern Naftowy ORLEN
Spółka Akcyjna
ul. Chemików 7, 09-411 Płock
tel. (+48 24) 365 00 00; fax (+48 24) 365 28 41
NIP 774 00 07434; REGON 1410188201