

# Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego w Regionie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic

Pomiędzy

**AS “Augstsprieguma tikls”  
Elering AS  
LITGRID AB  
PSE S.A.  
Svenska kraftnat  
Fingrid Oyj**

**23 września 2024 r.**

**Wilno, Ryga, Tallinn, Helsinki, Sztokholm, Warszawa**

## **1 SPIS TREŚCI**

2.	TERMINY OGÓLNE .....	3
3.	DEFINICJE .....	4
4.	PROCES WYZNACZANIA I WERYFIKACJI ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH.....	6
5.	KRYTYCZNE ELEMENTY SIECI I ZDARZENIA AWARYJNE .....	7
6.	GRANICE BEZPIECZEŃSTWA PRACY .....	8
7.	OGRANICZENIA ALOKACJI .....	8
8.	WSPÓŁCZYNNIKI ZMIANY WYTWARZANIA I OBCIĄŻENIA .....	10
9.	DZIAŁANIA ZARADCZE .....	10
10.	DANE IGM I CGM .....	11
11.	ZASADY WYZNACZANIA CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) .....	11
12.	WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA WEWNĘTRZNYCH TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC .....	12
13.	WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH Z POŁĄCZENIAMI MIĘDZYSYSTEMOWYMI HVDC .....	12
14.	METODA WYZNACZANIA MARGINESU NIEZAWODNOŚCI PRZESYŁU (TRM) TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC .....	12
15.	WYZNACZANIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO – MATEMATYCZNY OPIS WYZNACZANIA NTC DLA HORYZONTU CZASOWEGO RYNKU DNIA NASTĘPNEGO WEWNĘTRZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC BALTIC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC.....	14

16. WYZNACZANIE DOSTĘPNYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH NA RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO DLA WEWNĘTRZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC BALTIC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC.....	14
17. ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI ESTONII I FINLANDII .....	15
18. ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I SZWECJI.....	16
19. WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA TRANSGRANICZNEGO POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWEGO AC LITWA–POLSKA .....	17
20. ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I POLSKI DLA HORYZONTU CZASOWEGO RYNKU DNIA NASTĘPNEGO.....	18
21. WYZNACZANIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH DOSTĘPNYCH NA RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I POLSKI .....	19
22. METODA WERYFIKACJI I KOORDYNACJI MIĘDZYOBZAROWYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH.....	19
23. PROCEDURY REZERWOWE WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH.....	20
24. UDOSTĘPNIANIE I ALOKACJA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO .....	20
25. GWARANCJA .....	20
26. ZASADY UNIKANIA NIEUZASADNIONEJ DYSKRYMINACJI MIĘDZY WYMIANAMI WEWNĘTRZNYMI A MIĘDZYOBZAROWYMI. ZASADY CCR EFEKTYWNEGO WSPÓŁDZIELENIA ZDOLNOŚCI PRZEPŁYWU MOCY PRZEZ KRYTYCZNE ELEMENTY SIECI MIĘDZY GRANICAMI RÓŻNYCH OBSZARÓW RYNKOWYCH .....	21
27. WDROŻENIE METODY .....	21
28. JĘZYK.....	22
29. ZAŁĄCZNIK 1: STOSOWANIE OGRANICZEŃ ALOKACJI .....	23

## **2 TERMINY OGÓLNE**

1.1. Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w Regionie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic jest wymagana na mocy art. 20 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (rozporządzenie CACM).

1.2. Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w Regionie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic (zwana dalej „Metodą”) ma na celu określenie:

1.2.1.zasad wyznaczania, udostępniania i alokacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych między systemami elektroenergetycznymi Estonii i Łotwy;

1.2.2.zasad wyznaczania, udostępniania i alokacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych między systemami elektroenergetycznymi Litwy i Łotwy;

1.2.3.zasad wyznaczania, udostępniania i alokacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych między systemami elektroenergetycznymi Estonii i Finlandii;

1.2.4. zasad wyznaczania, udostępniania i alokacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych między systemami elektroenergetycznymi Litwy i Szwecji;

1.2.5. zasad wyznaczania, udostępniania i alokacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych między systemami elektroenergetycznymi Litwy i Polski.

1.3. Zgodnie z art. 9 ust. 9 rozporządzenia CACM wymagane jest przedstawienie opisu oczekiwanego wpływu Propozycji na cele rozporządzenia CACM. Wpływ przedstawiono poniżej w punktach 1.4.1 - 1.4.7.

1.4. Propozycja dotycząca Metody przyczynia się do realizacji celów art. 3 rozporządzenia CACM i w żaden sposób nie utrudnia ich osiągnięcia. Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe w Regionie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic (zwanym dalej „CCR Baltic”) wyznacza się przy użyciu podejścia opartego na skoordynowanych Zdolnościach Przesyłowych Netto w sposób, który umożliwia i wspomaga osiągnięcie następujących celów:

1.4.1. wspieranie efektywnej konkurencji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną i dostaw energii elektrycznej (art. 3 lit. a) rozporządzenia CACM) przez zapewnienie udostępniania na rynku w CCR Baltic maksymalnych Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych (w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemu).

1.4.2. zapewnienie optymalnego wykorzystania infrastruktury przesyłowej (art. 3 lit. b) rozporządzenia CACM) przez zastosowanie podejścia opartego na zdolnościach przesyłowych netto, w porównaniu z którym podejście FBA nie jest jeszcze bardziej efektywne przy założeniu porównywalnego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu w CCR Baltic.

Metoda dotycząca CCR Baltic traktuje jednakowo wszystkie granice obszarów rynkowych w CCR Baltic oraz zapewnia niedyskryminacyjny dostęp do międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Proponowane podejście ma na celu zapewnienie uczestnikom rynku maksymalnych dostępnych zdolności przesyłowych w granicach bezpieczeństwa pracy systemu. Metoda dotycząca CCR Baltic zapewnia niedyskryminacyjne wyznaczanie Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych.

1.4.3. zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu (art. 3 lit. c) rozporządzenia CACM), biorąc pod uwagę ograniczenia sieciowe i zapewniając uczestnikom rynku maksymalne dostępne zdolności przesyłowe w granicach bezpieczeństwa pracy systemu.

1.4.4. optymalizacja wyznaczania i alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych (art. 3 lit. d) rozporządzenia CACM) oraz zapewnienie, aby Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego były udostępniane i alokowane w najbardziej optymalny i racjonalny sposób, biorąc pod uwagę strukturę systemu elektroenergetycznego CCR Baltic, a także z jednej strony granice bezpieczeństwa pracy i układy N-1 ograniczające zdolności przesyłowe, a z drugiej strony – działania zaradcze, które mogą zwiększyć zdolności przesyłowe.

1.4.5. zapewnienie i zwiększenie przejrzystości i wiarygodności informacji (art. 3 lit. f) rozporządzenia CACM), ponieważ niniejsza Metoda określa główne zasady i główne procesy dotyczące horyzontów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego. Niniejsza Metoda umożliwia Operatorom Systemu Przesyłowego (zwanym dalej „OSP”) przekazywanie w przejrzysty sposób Operatorowi Łączenia Rynków (zwanemu dalej „MCO”) tych samych wiarygodnych informacji na temat międzyobszarowych zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji dla alokacji na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego.

1.4.6. przyczynianie się do efektywnej, długoterminowej eksploatacji i rozwoju europejskiego systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w UE (art. 3 lit. g) rozporządzenia CACM). Metoda ta, uwzględniając najważniejsze ograniczenia sieciowe, będzie wspierać efektywne ustalanie cen na rynku, zapewniając prawidłowe sygnały z perspektywy długoterminowej.

1.4.7. uwzględnienie konieczności zapewnienia sprawiedliwego i uporządkowanego rynku oraz sprawiedliwego i prawidłowego kształtowania cen (art. 3 lit. h) rozporządzenia CACM), jak również zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do międzyobszarowych zdolności przesyłowych (art. 3 lit. j) rozporządzenia CACM) przez udostępnienie MCO wszystkich międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów alokacji.

1.5. Zasady opisane w niniejszej Metodzie obejmują wyznaczanie, udostępnianie i alokację Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych dla horyzontów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego.

1.6. Metoda ta uwzględnia ponadto i ma wpływ na fakt, że przewiduje się synchronizację Państw Bałtyckich z Obszarem Synchronicznym Europy Kontynentalnej za pomocą dwutorowej linii energetycznej łączącej Polskę i Litwę. Po synchronizacji zdolność przesyłowa tego połączenia wzajemnego zostanie określona z uwzględnieniem zasad opisanych w pkt 54 rozporządzenia (UE) 2024/1747.

### 3 DEFINICJE

Do celów niniejszej Metody stosuje się definicje zawarte w art. 2 rozporządzeń (WE) 2015/1222, 2019/943, 543/2013, art. 3 rozporządzenia (WE) 2017/1485 i art. 2 dyrektywy nr 2019/944. Ponadto stosuje się następujące definicje, które mają następujące znaczenie:

**AAC** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe to całkowita ilość alokowanych fizycznych praw przesyłowych.

**AST** – AS „Augstsprieguma tikls”, operator systemu przesyłowego energii elektrycznej Republiki Łotewskiej.

**ATC** – Dostępne Zdolności Przesyłowe wyznaczonych Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych, dostępne na rynku po każdej fazie procedury alokacji zdolności przesyłowych.

**CCR Baltic** – Region Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic. Zgodnie z decyzją ACER nr 04/2024 w sprawie propozycji OSP energii elektrycznej dla Regionów Wyznaczania Zdolności Przesyłowych, CCR Baltic obejmuje następujące granice Obszarów Rynkowych:

- a) Estonia–Łotwa (EE–LV), Elering AS i AST;
- b) Łotwa–Litwa (LV–LT), Augstsprieguma tikls i LITGRID AB;
- c) Estonia–Finlandia (EE–FI), Elering AS i Fingrid Oyj;
- d) Litwa–Szwecja 4 (LT–SE4), LITGRID AB i Svenska kraftnat; oraz
- e) Litwa–Polska (LT–PL), LITGRID AB i PSE S.A.

**OSP CCR Baltic** – operatorzy systemu przesyłowego energii elektrycznej Republiki Finlandii, Republiki Estońskiej, Republiki Łotewskiej i Republiki Litewskiej, Rzeczypospolitej Polskiej, Królestwa Szwecji.

**Blok LFC Baltic** – region składający się z obszarów regulacji mocy i częstotliwości

zarządzanych przez bałtyckich OSP Baltic – Litgrid, AST i Elering.

**OSP Baltic** – operatorzy systemu przesyłowego energii elektrycznej Republiki Estońskiej, Republiki Łotewskiej i Republiki Litewskiej.

**BSPS** – Systemy Elektroenergetyczne Państw Bałtyckich (Republiki Estońskiej, Republiki Łotewskiej i Republiki Litewskiej).

**CACM** – rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

**CEP** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

**CESA** – obszar synchroniczny Europy Kontynentalnej.

**CGM** – wspólny model sieci.

**CGMES** – standard wymiany Wspólnego Modelu Sieci.

**Transgraniczne Połączenie Międzysystemowe** – fizyczne połączenie przesyłowe (np. połączenie międzysystemowe lub grupa połączeń międzysystemowych), które łączy dwa systemy elektroenergetyczne.

**Metoda CSA** – metoda opracowana zgodnie z art. 75 rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) nr 2017/1485 ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.

**D-1** – horyzont czasowy planowania dnia następnego.

**D-2** – horyzont czasowy planowania dwa dni do przodu.

**EBGL** – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej.

**Elering** – Elering AS, Operator Systemu Przesyłowego Republiki Estońskiej.

**Fingrid** – Fingrid Oyj, operator systemu przesyłowego energii elektrycznej Republiki Finlandii.

**ID** – horyzont czasowy planowania dnia bieżącego.

**IDA** – aukcje zdolności przesyłowych w horyzoncie czasowym rynku dnia bieżącego (ID) zgodnie z art. 35 rozporządzenia CACM, w których stosuje się algorytm łączenia cen i algorytm handlu ciągłego.

**IGM** – indywidualny model sieci

**Wewnętrzne połączenia międzysystemowe AC Baltic** – połączenia międzysystemowe między OSP Baltic w obszarze Baltic, obejmujące transgraniczne połączenia międzysystemowe Litwa–Łotwa i Łotwa–Estonia

**Litgrid** – LITGRID AB, operator systemu przesyłowego energii elektrycznej Republiki Litewskiej.

**Operator Łączenia Rynków (MCO)/Wyznaczony Operator Rynku Energii Elektrycznej (NEMO)** – operator/operatorzy rynków dnia następnego i dnia bieżącego w CCR Baltic.

**MTU** – podstawowy okres handlowy.

**NTC** – skoordynowane Zdolności Przesyłowe Netto wyznaczonych Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych to maksymalne Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem

Obrotu Handlowego, które są dozwolone w przesyłach na Transgranicznych Połączeniach Międzysystemowych zgodnie ze standardami Bezpieczeństwa Pracy oraz uwzględniają niepewności techniczne dotyczące planowanych warunków sieciowych dla każdego OSP.

**PSE** – PSE S.A., operator systemu przesyłowego energii elektrycznej Rzeczypospolitej Polskiej.

**Modele regionalne** – Modele te obejmują dane dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i zużycia w regionie Baltic, aby ułatwić skuteczne planowanie, wyznaczanie zdolności przesyłowych i podejmowanie decyzji operacyjnych, modele regionalne są niezbędne do optymalizacji działania sieci, zapewnienia wydajnego transgranicznego obrotu energią elektryczną i utrzymania stabilności systemu poprzez uwzględnienie unikalnych cech i ograniczeń każdego regionu.

**Współczynnik zmiany** – oznacza metodę używaną do przekładania zmian salda w danym obszarze rynkowym na oszacowania zmian we wspólnym modelu sieci. Obejmuje to zarówno zwiększenia jak i zmniejszenia wytwarzania spowodowane dostosowaniami wytwarzania (współczynnik zmiany wytwarzania), jak i udział dostosowania obciążenia (współczynnik zmiany obciążenia).

**SO GL** – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.

**SvK** – Svenska kraftnat, operator systemu przesyłowego energii elektrycznej Szwecji.

**Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego** – całkowita ilość energii elektrycznej, którą można kupić, sprzedać lub wymienić między uczestnikami rynku lub regionami w ramach systemu elektroenergetycznego. Stanowi ona granicę, do której transakcje dotyczące energii mogą być przeprowadzane bez narażania stabilności i niezawodności systemu elektroenergetycznego.

**TRM** – Margines Niezawodności Przesyłu ma znaczenie nadane w definicji „marginesu niezawodności” w rozporządzeniu CACM.

**TTC** – Całkowite Zdolności Przesyłowe wyznaczonych Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych to maksymalny przesył mocy czynnej, który jest dozwolony w przesyłach na Transgranicznych Połączeniach Międzysystemowych zgodnych ze standardami Bezpieczeństwa Pracy obowiązującymi każdego OSP.

## **4 PROCES WYZNACZANIA I WERYFIKACJI ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH**

4.1. Proces wyznaczania i weryfikacji zdolności przesyłowych odbywa się z udziałem OSP i Podmiotu Odpowiedzialnego za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych i obejmuje następujące główne kroki:

- Dostarczenie danych wejściowych przez OSP Podmiotowi Odpowiedzialnemu za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych (szczegółowo opisane w pkt 4.3).
- Wyznaczanie zdolności przesyłowych (szczegółowo opisane w pkt 11–21).
- Procedura weryfikacji i koordynacji zdolności przesyłowych (szczegółowo opisana w pkt 22).
- Publikacja zdolności przesyłowych dla operatora rynku (szczegółowo opisana w pkt 24).

Szczegółowe zasady procesów wymiany danych opisujące dostarczanie danych wejściowych, wyznaczanie zdolności przesyłowych, koordynację, weryfikację i harmonogramy etapów procesu zostaną opisane w umowach pomiędzy OSP a Podmiotem Odpowiedzialnym za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych.

4.2. OSP CCR Baltic utworzą Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych zgodnie z zasadami określonymi w art. 27 ust. 2 rozporządzenia CACM i art. 37 ust. 1 lit. a) rozporządzenia CEP oraz ustanowią zasady regulujące ich działanie określone w umowach pomiędzy OSP a Podmiotem Odpowiedzialnym za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych.

4.3. OSP CCR Baltic przekazują do Podmiotu Odpowiedzialnego za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych i koordynują pomiędzy OSP a Podmiotem Odpowiedzialnym za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych następujące dane wejściowe do wyznaczania TTC zgodnie z art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM:

- IGM – model bazowy, który obejmuje model urządzeń przesyłowych obszaru regulacyjnego OSP (zgodnie z art. 17 CACM i pkt 10).
- Granice bezpieczeństwa pracy (zgodnie z pkt 6).
- Współczynniki Zmiany Wytwarzania i Obciążenia (zgodnie z pkt 8).
- Krytyczne Elementy Sieci (zgodnie z pkt 4).
- Zdarzenia losowe (zgodnie z pkt 4).
- Działania zaradcze (zgodnie z pkt 9).
- Wartości TRM lub dane wejściowe do wyznaczania TRM (zgodnie z pkt 14).
- Ograniczenia alokacji (zgodnie z pkt 7).

4.4. Jeżeli dane wejściowe do procesu wyznaczania zdolności przesyłowych wymienione w pkt 4.3 są wykorzystywane jako dane statyczne i są stałe w procesach wyznaczania dziennych zdolności przesyłowych, dane te należy poddawać przeglądowi i udostępniać OSP i Podmiotowi Odpowiedzialnemu za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych co najmniej raz w roku albo na wniosek OSP lub Podmiotu Odpowiedzialnego za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych.

4.5. Zgodnie z art. 29 i 30 rozporządzenia CACM wyznaczanie zdolności przesyłowych odbywa się przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych, natomiast OSP dostarczają dane wejściowe i weryfikują wyniki wyznaczania zdolności przesyłowych.

## **5 KRYTYCZNE ELEMENTY SIECI I ZDARZENIA AWARYJNE**

5.1. Każdy OSP CCR Baltic określa krytyczne elementy sieci (CNE) swojego obszaru regulacyjnego do celów procesu wyznaczania zdolności przesyłowych.

5.2. CNE do celów wyznaczania zdolności przesyłowych określa się z uwzględnieniem zasad wyznaczania wpływu, określonych w metodzie CSA załącznik 1, natomiast współczynnikiem wpływu dla CNE jest międzyobszarowa wymiana przepływów mocy. Wewnętrzne CNE, których współczynnik filtrowania wpływu na przepływ mocy jest mniejszy niż określony w załączniku 1 do metody CSA, są wyłączone z procesu wyznaczania zdolności przesyłowych. OSP aktualizuje wykaz CNE w przypadku istotnej zmiany topologii sieci, gdy wartość wpływu elementu CNE znacznie odbiega od wartości średniej. Jeśli wewnętrzny CNE tworzy ograniczenie strukturalne, OSP zapewnia, że nie wpływa on na międzyobszarowe zdolności

przesyłowe.

5.3. Analizę zdarzeń awaryjnych przeprowadza się dla tych zdarzeń awaryjnych, które zostały uzgodnione pomiędzy OSP CCR Baltic. Zdarzenia awaryjne są uzgadniane i przekazywane przez OSP Baltic i przekazywane do Podmiotu Odpowiedzialnego za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych w celu wyznaczenia zdolności przesyłowych.

5.4. Każdy OSP CCR Baltic dostarcza zdarzenia awaryjne do wykorzystania w procesie wyznaczenia zdolności przesyłowych określonym zgodnie z art. 33 SO GL oraz załącznikiem 1 do metody CSA. Zdarzenia awaryjne powinny być elementami obszaru obserwowalności OSP. Zdarzenie awaryjne może obejmować wyłączenie następujących elementów:

- Linia, kabel.
- Transformator.
- Generator.
- Obciążenie.
- Szyna zbiorcza.
- Połączenie wielu elementów.
- HVDC.

5.5. Każdy OSP CCR Baltic i Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych dokonuje regularnego przeglądu CNE, Zdarzeń Awaryjnych i innych danych wejściowych oraz ocenia ich istotność w procesie wyznaczenia zdolności przesyłowych zgodnie z pkt 5.1. Oceny takiej dokonuje się co najmniej raz w roku.

## **6 GRANICE BEZPIECZEŃSTWA PRACY**

6.1. Analizy bezpieczeństwa pracy przeprowadza się z uwzględnieniem granic Bezpieczeństwa Pracy stosowanych w Obszarach Regulacyjnych OSP CCR Baltic. Granice Bezpieczeństwa Pracy określa się z uwzględnieniem ograniczeń termicznych, ograniczenia napięcia, ograniczeń stabilności dynamicznej (w tym stabilności kątovej wirnika i stabilności napięcia, stabilności częstotliwościowej, stabilności kątovej lokalnej) zgodnie z art. 25 SO GL.

6.2. Ograniczenia termiczne powinny odpowiadać maksymalnej ilości prądu elektrycznego, którą dany element sieci może przewodzić bez uszkodzenia lub naruszenia wymogów bezpieczeństwa, biorąc pod uwagę warunki otoczenia (w oparciu o procedurę oceny granic termicznych OSP).

Ograniczenia termiczne są stosowane do przeprowadzania analizy stanu ustalonego.

6.3. Granice napięcia powinny odpowiadać maksymalnym i minimalnym poziomom napięcia dozwolonym dla danego węzła sieci, aby zapobiec uszkodzeniu sprzętu lub zanikowi napięcia (w oparciu o procedurę oceny granic napięcia OSP). Granice napięcia są stosowane do przeprowadzania analizy stanu ustalonego.

6.4. Granice stabilności dynamicznej oblicza się poprzez ocenę:

6.4.1. Granice stabilności kątovej wirnika – określone podczas analizy stabilności dynamicznej poprzez zastosowanie zakłóceń w układzie N-1 (w tym trójfazowego zwarcia symetrycznego) i analizę zachowania względnych kątów wirnika między generatorami, stabilność kątowa wirnika jest utrzymana, jeśli w przypadku zwarcia na generatorach względne kąty wirnika między generatorami nie przekraczają krytycznych wartości względnych kątów wirnika (pozostają w pracy synchronicznej).



6.4.2. Granice stabilności napięcia – definiowane podczas analizy stabilności dynamicznej poprzez zastosowanie zakłóceń w układzie N-1 (w tym trójfazowego zwarcia symetrycznego) i analizę napięć w węzłach sieci, stabilność napięcia jest utrzymana, jeśli napięcie nie przekracza napięcia krytycznego, co może prowadzić do zaniku napięcia.

6.4.3. Granice stabilności częstotliwościowej – określone poprzez przeprowadzenie analizy stabilności częstotliwościowej poprzez ocenę możliwego największego niezbilansowania BSPS z punktu widzenia stabilności częstotliwościowej po odłączeniu transgranicznego połączenia międzysystemowego Litwa–Polska. Stabilność częstotliwościowa jest utrzymana, jeśli niezbilansowanie, które występuje po odłączeniu połączenia Litwa–Polska, nie powoduje naruszenia określonych granic w przypadku spadku częstotliwości, wzrostu częstotliwości i prędkości zmian częstotliwości.

6.4.4. Granice stabilności kątowej lokalnej – określone poprzez przeprowadzenie analizy stabilności kątowej lokalnej w celu oceny poziomu tłumienia oscylacji spowodowanych kołysaniem się generatorów w BSPS względem innych generatorów w CESA. Granice stabilności kątowej lokalnej są utrzymane, jeśli tłumienie oscylacji między obszarami nie jest niższe niż zdefiniowany minimalny poziom tłumienia.

6.5. Granice Bezpieczeństwa Pracy stosowane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych są takie same jak te stosowane przy analizie bezpieczeństwa pracy przeprowadzanej zgodnie z art. 74 i 75 SO GL. Każdy OSP wprowadza termiczne i napięciowe granice Bezpieczeństwa Pracy elementów systemu elektroenergetycznego do swojego IGM.

6.6. OSP CCR Baltic i Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych dokonują regularnego przeglądu granic Bezpieczeństwa Pracy i oceniają ich istotność w Wyznaczaniu Zdolności Przesyłowych. Oceny takiej dokonuje się co najmniej raz w roku.

6.7. Oceny granic stabilności, o których mowa w pkt 6.4, dokonuje się zgodnie z procedurami oceny stabilności OSP.

## **7 OGRANICZENIA ALOKACJI**

7.1. Zgodnie z definicjami zawartymi w art. 2 pkt 6 i 7, art. 23 ust. 3 rozporządzenia CACM oraz z poszanowaniem celów opisanych w art. 3 rozporządzenia CACM, oprócz ograniczeń przepływów mocy czynnej na Transgranicznych Połączeniach Międzysystemowych może być konieczne wprowadzenie innych szczególnych ograniczeń w celu utrzymania bezpiecznej pracy sieci. Ograniczenia alokacji są określane przez OSP CCR Baltic i uwzględniane podczas łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, oprócz ograniczeń przepływów mocy na Transgranicznych Połączeniach Międzysystemowych.

7.2. Ograniczenia alokacji mogą być stosowane jako:

a) Ograniczenie transgranicznego i/lub globalnego salda (suma wszystkich wymian transgranicznych dla obszaru rynkowego w ramach jednolitego łączenia dnia następnego i dnia bieżącego) uznawane za ograniczenie bilansowania, a tym samym ograniczające saldo danego obszaru rynkowego w odniesieniu do wszystkich CCR, które są częścią jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego opisanego w pkt 7.3 i 7.4.

b) Ograniczenie przełożone na ograniczenia rampowania dla HVDC, jak opisano w pkt 7.5 i 7.6.

c) Ograniczenie współczynnika strat niejawnych (implicit) dla połączenia

międzysystemowego HVDC, jak opisano w pkt 7.7 i 7.8.

7.3. OSP może również stosować ograniczenia alokacji w przypadku modelu centralnego dysponowania w celu zapewnienia wymaganego poziomu rezerwy operacyjnej na bilansowanie (dalej: ograniczenia bilansowania). Ograniczenia bilansowania zależą od przewidywanej sytuacji bilansowej i są dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego podstawowego okresu handlowego i oddzielnie w kierunkach importu i eksportu. Dotyczy to PSE dla wszystkich podstawowych okresów handlowych. Szczegóły dotyczące wykorzystania i metody obliczania ograniczeń alokacji opisanej w niniejszym artykule określono w Załączniku nr 1. Ograniczenia alokacji mogą być stosowane przez okres przejściowy wynoszący 2 lata od wdrożenia niniejszej metody. Jeśli którykolwiek z OSP CCR Baltic nadal będzie chciał stosować ograniczenia alokacji po tym okresie, dostarczą oni propozycję zmian niniejszej Metody, opisującą szczegóły techniczne wyznaczania ograniczeń alokacji i uzasadnienie potrzeby ich stosowania najpóźniej dwa lata po wdrożeniu niniejszej Metody. W przypadku gdy taka propozycja została przedłożona, okres przejściowy zostaje przedłużony do czasu podjęcia decyzji w sprawie propozycji przez wszystkie krajowe organy regulacyjne CCR Baltic.

7.4. OSP może zaprzestać stosowania ograniczenia alokacji opisanego w pkt 7.3. Dany OSP CCR Baltic informuje o tej zmianie organy regulacyjne Baltic i uczestników rynku co najmniej miesiąc przed jej wdrożeniem.

7.5. W przypadku Połączeń Międzysystemowych HVDC podczas procesów wyznaczania zdolności przesyłowych D-1 i ID stosuje się maksymalne ograniczenia Gradientu Rampowania zgodnie z SOGL 2017/1485 (art. 137). Maksymalne ograniczenie Gradientu Rampowania wskazuje maksymalną możliwą szybkość zmiany mocy czynnej dla kolejnych okresów handlowych. Ograniczenia oznaczają, że plany handlowe na wszystkich połączeniach HVDC nie mogą być zmieniane między kolejnymi okresami handlowymi szybciej niż wskazuje wcześniej określone maksymalne ograniczenie Gradientu Rampowania. Ograniczenia rampowania uwzględnia się na Rynku D-1 w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu. Zdolności przesyłowe dostępne do obrotu na Rynku ID zależą nie tylko od maksymalnych zdolności przesyłowych będących przedmiotem obrotu handlowego udostępnianych przez OSP/Podmioty Odpowiedzialne za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych, ale również od AAC dla kolejnych poprzednich i następných okresów handlowych.

7.6. Ograniczenia rampowania mogą być stosowane przez okres przejściowy wynoszący 2 lata od wdrożenia niniejszej Metody. Jeśli którykolwiek z OSP CCR Baltic nadal będzie chciał stosować ograniczenia rampowania po tym okresie, dostarczą oni propozycję zmian niniejszej Metody, opisującą szczegóły techniczne wyznaczania ograniczeń rampowania i uzasadnienie potrzeby ich stosowania najpóźniej dwa lata po wdrożeniu niniejszej Metody. W przypadku gdy taka propozycja została przedłożona, okres przejściowy zostaje przedłużony do czasu podjęcia decyzji w sprawie propozycji przez wszystkie krajowe organy regulacyjne CCR Baltic.

7.7. OSP mogą stosować współczynniki strat niejawnych w horyzoncie czasowym dnia następnego i dnia bieżącego zgodnie z art. 23 ust. 3 rozporządzenia CACM. OSP przekazują te ograniczenia alokacji Podmiotowi Odpowiedzialnemu za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych. Współczynniki strat niejawnych oblicza się jako:

$$\text{Ilość wyjściowa} = (1 - \text{„Współczynnik strat”}) * \text{Ilość wejściowa}$$

Współczynnik strat niejawnych jest mechanizmem korekty ujemnego efektu zewnętrznego,

zachęcającym rynek do respektowania kosztów strat energii elektrycznej na połączeniach międzysystemowych HVDC w ramach łączenia rynków.

7.8. Współczynnik strat niejawnych, o którym mowa w pkt 7.7 może być stosowany do połączenia wzajemnego HVDC, jeżeli ogólnounijna korzyść netto, tj. wzrost nadwyżki ekonomicznej, może zostać wykazana krajowym organom regulacyjnym.

Jeśli OSP chcą zastosować współczynnik strat niejawnych, przygotowują raport wykazujący korzyści netto i konsultują się z zainteresowanymi stronami przez co najmniej jeden miesiąc. Raport wraz z uwagami zainteresowanych stron zostanie przedłożony krajowym organom regulacyjnym CCR Baltic.

## **8 WSPÓŁCZYNNIKI ZMIANY WYTWARZANIA I OBCIĄŻENIA**

8.1. Współczynniki Zmiany wytwarzania i obciążenia (dalej „GLSK”) stanowią najlepszą prognozę stosunku zmiany salda obszaru rynkowego do określonej zmiany wytwarzania lub obciążenia w CGM zgodnie z art. 24 rozporządzenia CACM. W prognozie tej uwzględnia się w szczególności informacje pochodzące z metody przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia zgodnie z art. 16 rozporządzenia CACM. Strategia GLSK dla obszaru regulacyjnego OSP jest obowiązkiem każdego uczestniczącego w procesie OSP, który, jeśli odbiega ona od domyślnej strategii GLSK określonej w pkt 8.2 i 8.4., przekazuje ją innym OSP i Podmiotowi Odpowiedzialnemu za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych przed rozpoczęciem procesu wyznaczania TTC.

8.2. Domyślna strategia GLSK powinna być oparta na zasadzie listy rankingowej i skonfigurowana zgodnie z pkt 8.3 i 8.4. W celu utrzymania Bezpieczeństwa Operacyjnego i dokładności danych OSP mogą określić różne strategie GLSK w oparciu o najlepsze dostępne prognozy wytwarzania i obciążenia zgodnie z art. 24 rozporządzenia CACM. Jeśli OSP ustalą inną strategię GLSK, implementacja w algorytmie obliczeniowym powinna być skoordynowana z Podmiotem Odpowiedzialnym za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych.

8.3. OSP definiują strategię GLSK w celu jak najlepszego odwzorowania ostatnich konkretnych zmian wytwarzania lub obciążenia w obszarze regulacyjnym OSP zgodnie z art. 24 rozporządzenia CACM. Następująca lista rankingowa grup wytwarzania i/lub obciążenia będzie używana jako domyślna:

- a. Wewnętrzna zmiana wytwarzania w obszarze.
- b. Zmiana nastawy HVDC.
- c. Zmiana wytwarzania w sąsiednim systemie.
- d. Zmiana obciążenia w danym obszarze.

8.4. Zasada GLSK w zależności od metody zmiany wytwarzania/obciążenia opartej na liście rankingowej powinna być realizowana zgodnie z następującymi zasadami:

8.4.1. Wybrane węzły wytwórcze są skalowane w górę lub w dół zgodnie z listą rankingową zdefiniowaną w ramach danych wejściowych GLSK, dostarczanych przez OSP. Dostarczane dane GLSK powinny zawierać węzły wytwórcze, które są odpowiedzialne za całkowitą zmianę dodatnią lub ujemną.

8.4.2. Lista rankingowa określa kolejność, w jakiej zmiana wytwarzania jest stosowana w odniesieniu do węzła. Kolejność jest definiowana przez OSP, aby jak najlepiej odzwierciedlić ostatnie konkretne zmiany wytwarzania lub obciążenia w obszarze regulacyjnym OSP. Jeśli

dana grupa wytwórców ma takie samo miejsce na liście rankingowej, wówczas ta grupa wytwórców podlega zmianie w sposób proporcjonalny.

8.5. Strategię GLSK stosowaną w regionie krajów skandynawskich szczegółowo opisano w Metodzie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych CCR Nordic.

## **9 DZIAŁANIA ZARADCZE**

9.1. OSP przekazują Podmiotowi Odpowiedzialnemu za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych informacje na temat dostępnych i mających zastosowanie bezkosztowych i kosztowych działań zaradczych, które zostaną wykorzystane w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych.

9.2. Bezkosztowe działania zaradcze to takie działania, które nie generują dodatkowych kosztów dla OSP w przypadku planowanego reżimu pracy, dla którego przeprowadza się wyznaczanie zdolności przesyłowych.

9.3. Kosztowe działania zaradcze to takie działania, które generują dodatkowe koszty dla OSP w przypadku planowanego reżimu pracy, dla którego przeprowadza się wyznaczanie zdolności przesyłowych.

9.4. Możliwości zakupów przeciwnych i redysponowania wraz z innymi działaniami zaradczymi należy w pełni wykorzystać w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego i następnego zgodnie z art. 16 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943. W związku z tym OSP zapewniają utrzymanie zgodności z art. 16 ust.8 rozporządzenia (UE) 2019/943.

## **10 DANE IGM I CGM**

10.1. IGM dostarczany przez OSP musi być zgodny z zasadami określonymi w metodzie z art. 17 rozporządzenia CACM i musi składać się z ważnych granic Bezpieczeństwa Pracy, aktualnych danych topologicznych, danych prognostycznych. IGM składa się z danych dotyczących scenariusza wejściowego opisujących salda, topologię sieci i dane dotyczące elementów systemu dla każdego podstawowego okresu handlowego i obowiązujących dla podanych celów obliczeniowych.

10.2. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych wykorzystuje CGM do procesów wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 17 rozporządzenia CACM. CGM składa się z modeli IGM obszaru synchronicznego, w tym co najmniej OSP Baltic i polskiego krajowego systemu elektroenergetycznego. CGM stanowi model bazowy, który obejmuje model urządzeń przesyłowych obszaru synchronicznego oraz scenariusz opisujący salda poszczególnych Obszarów Regulacyjnych OSP Baltic i polskiego krajowego systemu elektroenergetycznego, obowiązujące do celów wyznaczania TTC.

## **11 ZASADY WYZNACZANIA CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC)**

11.1. TTC oblicza się, wykonując analizy zdarzeń losowych po zastosowaniu kryteriów N-1. Podczas wyznaczania TTC granice Bezpieczeństwa Pracy, o których mowa w pkt 6 nie powinny być przekraczane i określone są poprzez wybór minimalnej wartości:

$$TTC = \min (TTC_{\text{thermal}}; TTC_{\text{static\_stab.}}; TTC_{\text{dynamic\_stab.}}) \quad (1)$$

Gdzie:

$TTC_{\text{thermal}}$  – TTC oceniane z uwzględnieniem ograniczeń termicznych zgodnie z pkt 6.1.

$TTC_{\text{static\_stab.}}$  – TTC oceniane z uwzględnieniem granic stabilności napięcia w stanie ustalonym zgodnie z pkt 6.3.

$TTC_{\text{dynamic\_stab.}}$  – TTC oceniane z uwzględnieniem granic stabilności dynamicznej zgodnie z pkt 6.4.

11.2. CNE, na które mają wpływ przepływy międzyobszarowe zgodnie z art. 29 ust. 3 lit. b) rozporządzenia CACM i pkt 5 niniejszej Metody, są oceniane podczas wyznaczania TTC.

## **12 WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA WEWNĘTRZNYCH TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC**

12.1. TTC Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych dla połączeń międzysystemowych AC ustala się przez przeprowadzenie Analiz Zdarzeń Awaryjnych w oparciu o kryterium N-1 na CGM, z uwzględnieniem wewnątrz- i międzysystemowych granic bezpieczeństwa pracy zgodnie z pkt 6 obszaru synchronicznego i Obszaru Regulacyjnego OSP Baltic.

12.2. TTC to maksymalna wartość przepływów mocy na Transgranicznym Połączeniu Międzysystemowym między dwoma obszarami rynkowymi, wynikająca z modelowania zmian salda i analizy zdarzeń awaryjnych. Wartość TTC uzyskuje się przez zsumowanie wartości przepływów mocy na liniach transgranicznych powyżej 110 kV po osiągnięciu granic Bezpieczeństwa Pracy dla każdego CNE przy modelowaniu wzrostu salda w obszarze eksportującym i spadku salda w obszarze importującym oraz wykonaniu analizy zdarzeń awaryjnych zgodnie z kryterium N-1.

12.3. Analizę zdarzeń awaryjnych przeprowadza się dla tych zdarzeń awaryjnych, które zostały uzgodnione pomiędzy OSP Baltic. Zdarzenia awaryjne są uzgadniane między OSP Baltic i przekazywane do Podmiotu Odpowiedzialnego za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych zgodnie z pkt 5.

12.4. Strategie zmiany Współczynników Zmiany wytwarzania i obciążenia stosowane w obliczeniach TTC opisano w pkt 8 niniejszej Metody.

12.5. Jeżeli podczas procesu koordynacji zdolności przesyłowych zgodnie z pkt 22.5 sąsiadujący OSP ustalą różne wartości TTC dla tego samego Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

## **13 WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH Z POŁĄCZENIAMI MIĘDZYSYSTEMOWYMI HVDC**

13.1. TTC dla każdego transgranicznego połączenia międzysystemowego, które składa się wyłącznie z połączeń HVDC, są ograniczone do sumy zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych HVDC między Obszarami Rynkowymi. W celu określenia ograniczenia TTC związanych z sąsiadującymi sieciami AC, Analizy Zdarzeń Awaryjnych w oparciu

o kryterium N-1 (tj. utrata dowolnego pojedynczego elementu systemu elektroenergetycznego) wykonuje się za pomocą CGM, z uwzględnieniem granic Bezpieczeństwa Pracy wewnątrz- i międzysystemowej zgodnie z pkt 6.

13.2. Maksymalne dopuszczalne zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym HVDC mogą być ograniczone w przypadku braku rezerw odbudowy częstotliwości w Bloku LFC Baltic na pokrycie incydentu wymiarującego. Analiza Zdarzeń Awaryjnych jest przeprowadzana zgodnie z pkt 1, sprawdza się również, czy na rynku można zapewnić maksymalne zdolności przesyłowe dla każdego łącza dla każdego kierunku. Jeżeli analiza zdarzeń awaryjnych wykaże, że bezpieczeństwo sieci nie jest zapewnione, gdy połączenia międzysystemowe HVDC są w pełni obciążone w dowolnym kierunku, wówczas zdolności przesyłowe na odpowiednim transgranicznym połączeniu międzysystemowym w jednym i/lub obu kierunkach zmniejsza się do momentu, gdy parametry sieci nie przekroczą dopuszczalnych granic podczas analizy.

13.3. TTC na połączeniu międzysystemowym HVDC to minimalna wartość zdolności przesyłowych wynikająca z Analiz Zdarzeń Awaryjnych przeprowadzonych przez OSP po każdej stronie połączenia międzysystemowego.

13.4. Strategia zmiany Współczynników Zmiany wytwarzania i obciążenia stosowana podczas wyznaczania TTC połączenia międzysystemowego HVDC jest realizowana zgodnie z pkt 8.

13.5. TTC transgranicznego połączenia międzysystemowego Estonia–Finlandia jest sumą dopuszczalnych zdolności przesyłowych na łączach HVDC Estlink 1 i Estlink 2. Gdy istnieje potrzeba ograniczenia zdolności przesyłowych łączy zgodnie z pkt 13.2, łącza ogranicza się w minimalnej możliwej kombinacji – co oznacza, że na rynek przekazywane są maksymalne możliwe zdolności przesyłowe.

## **14 METODA WYZNACZANIA MARGINESU NIEZAWODNOŚCI PRZESYŁU (TRM) TRANSGRANICZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC**

14.1. Margines Niezawodności Przesyłu (dalej „TRM”) oznacza margines zdolności przesyłowych niezbędny do bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych z uwzględnieniem błędów planowania, w tym błędów wynikających z niewystarczającej jakości informacji w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych i określonych zgodnie z art. 22 rozporządzenia CACM.

14.2. Metoda wyznaczania TRM obejmuje Transgraniczne Połączenia Międzysystemowe między systemami elektroenergetycznymi Litwy i Łotwy, Litwy i Polski oraz między systemami elektroenergetycznymi Łotwy i Estonii.

14.3. W przypadku Połączeń Międzysystemowych HVDC wartość TRM wynosi 0 MW.

14.4. Do wyznaczania wartości TRM dla każdego Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego wykorzystuje się dane statystyczne historycznie planowanych i rzeczywistych przepływów mocy (historyczne przepływy fizyczne) dla każdego MTU. TRM wyznacza się jako średnią arytmetyczną odchyleń pomiędzy przewidywanymi przepływami mocy w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a wartością zrealizowanych przepływów mocy w czasie rzeczywistym plus odchylenie standardowe na podstawie danych historycznych. TRM zaokrągla się do najbliższej liczby całkowitej. TRM wyznacza się dla każdego kierunku transgranicznego połączenia międzysystemowego zgodnie ze wzorem (2):

$$TRM = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}} \quad (2)$$

gdzie:

$X_i$  – zbiory danych i-tego elementu definiowane jako odchylenie planowanego przepływu mocy od rzeczywistego przepływu mocy (przepływ rzeczywisty odjęty od przepływu planowanego) przez Transgraniczne Połączenie Międzysystemowe.

$\bar{X}$  średnia arytmetyczna  $X_i$  równa  $\frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$  ;

$n$  – liczba elementów w zbiorze danych.

14.5. TRM wyznacza się co miesiąc lub częściej na podstawie porozumienia między OSP, z wykorzystaniem danych z ostatniego roku lub najnowszego dostępnego okresu historycznego. Dane historyczne do oceny TRM pozyskiwane są od momentu synchronizacji OSP Baltic z CESA.

14.6. W początkowym okresie eksploatacji po synchronizacji OSP Baltic z CESA, do Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych LT–LV, LV–EE i LT–PL stosuje się stałe wartości TRM. Wartości te stosuje się przez okres przejściowy przynajmniej 1 miesiąca. Po tym okresie TRM wyznacza się na zasadach określonych w pkt 14.4 i 14.5. Przed zastosowaniem wyznaczonych TRM, OSP zademonstrują Krajowym Organom Regulacyjnym, że wyznaczone TRM nie naruszają wymagań określonych w art. 16 ust.8 rozporządzenia (UE) 2019/943. Wartości stałe podane w Tabeli 1.

Tabela 1. Stałe wartości TRM dla początkowego okresu eksploatacji

Granica	EE–LV	LV–EE	LT–LV	LV–LT	LT–PL	PL–LT
Wartość TRM	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW

## 15 WYZNACZANIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO – MATEMATYCZNY OPIS WYZNACZANIA NTC DLA HORYZONTU CZASOWEGO RYNKU DNIA NASTĘPNEGO WEWNĘTRZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC BALTIC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC

15.1. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych wyznacza wartość NTC dla Wewnętrznych Połączeń Międzysystemowych AC Baltic i Dostępnych Zdolności Przesyłowych (ATC) dla obu kierunków połączeń międzysystemowych. ATC stanowiłoby alokację zdolności przesyłowych dla horyzontu czasowego rynku dnia następnego. Obliczenia należy wykonać za pomocą następujących równań:

$$NTC_{A>B} = TTC_{A>B} - TRM_{A>B}; \quad NTC_{B>A} = TTC_{B>A} - TRM_{B>A} \quad (3)$$

$$ATC_{DA, A>B} = NTC_{A>B} - AABC_{A>B}; ATC_{DA, B>A} = NTC_{B>A} - AABC_{B>A} \quad (4)$$

gdzie:

**TTC<sub>A>B</sub>; TTC<sub>B>A</sub>** – Całkowite Zdolności Przesyłowe zgodnie z rzeczywistym stanem systemu elektroenergetycznego, zidentyfikowanym podczas oceny TTC, określone w pkt 12 w kierunku od obszarów A>B i B>A.

**TRM<sub>A>B</sub>; TRM<sub>B>A</sub>** – wartość marginesu niezawodności przesyłu wyznaczona zgodnie z metodą opisaną w pkt 14 w kierunku od obszarów A>B i B>A.

**ATC<sub>DA, B>A</sub>; ATC<sub>DA, A>B</sub>** – dostępne zdolności przesyłowe przekazywane na rynek dnia następnego energii elektrycznej z obszarów A>B i B>A.

**AABC<sub>A>B</sub>; AABC<sub>B>A</sub>** – Wcześniej Zalokowane Zdolności Przesyłowe dla rynku bilansującego zgodnie z metodą CCR Baltic dla art. 38 EBGL w kierunku z obszarów A>B i B>A.

15.2. Jeżeli podczas procesu koordynacji zdolności przesyłowych zgodnie z pkt 22.5 sąsiadujący OSP ustalą różne wartości NTC dla tego samego Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

15.3. Końcową wartość ATC Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego AC przekazywanych na rynek dnia następnego wyznacza się zgodnie ze wzorem (4).

15.4. Zdolności przesyłowe NTC dla granic AC zapewniane przez OSP CCR Baltic dla operacji rynkowych wyznacza się poprzez odjęcie wartości marginesu niezawodności przesyłu od wartości całkowitych zdolności przesyłowych dla danego transgranicznego połączenia międzysystemowego i kierunku. OSP CCR Baltic zapewniają, że TRM nie przekroczy 30% TTC wyznaczonego zgodnie z pkt 11 niniejszej Metody. W związku z tym dostępność zdolności przesyłowych NTC musi być zgodna z art. 16 ust. 8 rozporządzenia CEP.

## **16 WYZNACZANIE DOSTĘPNYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH NA RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO DLA WEWNĘTRZNYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH AC BALTIC W OBSZARZE REGULACYJNYM OSP BALTIC**

16.1. Wartość ATC jest kierunkowa i wyznacza się ją z uwzględnieniem faktu, że OSP i Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych, w miarę możliwości technicznych, bilansują wartości zdolności przesyłowych wszelkich przepływów mocy w przeciwnych kierunkach przez przeciążoną linię połączenia międzysystemowego w celu wykorzystania maksymalnej zdolności przesyłowej tej linii.

16.2. ATC dla rynku ID wyznacza się dla obu kierunków połączenia międzysystemowego zgodnie ze wzorami:

$$ATC_{ID A>B} = NTC_{ID A>B} - AABC_{A>B} - AAC_{A>B} + AAC_{B>A} \quad (5)$$

$$ATC_{ID B>A} = NTC_{ID B>A} - AABC_{B>A} - AAC_{B>A} + AAC_{A>B} \quad (6)$$

gdzie:

**ATC<sub>ID A>B</sub>; ATC<sub>ID B>A</sub>** – dostępne zdolności przesyłowe przekazywane na rynek ID energii elektrycznej w kierunku z obszarów A>B i B>A.



**NTC<sub>ID A>B</sub>; NTC<sub>ID B>A</sub>** – Skoordynowane Zdolności Przesyłowe Netto dla horyzontu czasowego rynku dnia bieżącego dla Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych w kierunku z obszarów A>B i B>A.

**AAC<sub>A>B</sub>; AAC<sub>B>A</sub>** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe dla Transgranicznych Połączeń Międzysystemowych w kierunku z obszarów A>B i B>A po poprzednich fazach alokacji zdolności przesyłowych, które obejmują alokacje DA i poprzednie alokacje ID dla danego MTU.

**AABC<sub>A>B</sub>; AABC<sub>B>A</sub>** – Wcześniej Zalokowane Zdolności Przesyłowe dla rynku bilansującego zgodnie z metodą CCR Baltic dla art. 38 EBGL w kierunku z obszarów A>B i B>A.

16.2.1. Wartość NTC<sub>ID</sub> określona we wzorach (5) i (6) musi odpowiadać najnowszej sytuacji w sieci w horyzoncie czasowym ID w odniesieniu do topologii sieci, rozkładu wytwarzania i obciążenia oraz granic bezpieczeństwa pracy. Zasadniczo NTC<sub>ID</sub> są równe skoordynowanym NTC w horyzoncie czasowym rynku dnia następnego. W przypadku zmian w sieci, które mają wpływ na wartość NTC, należy wyznaczyć je ponownie zgodnie z pkt 15 i ponownie skoordynować zgodnie z pkt 16.3 między stronami w odniesieniu do horyzontu czasowego rynku ID.

16.2.2. Wartość AABC określona we wzorach (5) i (6), wykorzystywana do wyznaczania ATC musi odpowiadać wybranemu kierunkowi wyznaczania ATC, co oznacza, że zmienna AABC musi zawsze mieć wartość dodatnią.

16.3. Jeżeli podczas procesu koordynacji zdolności przesyłowych sąsiadujący OSP ustalą różne wartości ATC dla tego samego Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

16.4. Jako rezerwową wartość ATC ID podaje się wartości równe „0 MW” (zero MW) na Rynku Dnia Bieżącego, jeżeli wystąpią następujące warunki:

- a) W przypadku gdy NEMO nie dostarczyli wyników rynku dnia następnego.
- b) Istnieją znaczące zmiany w sieci, które wpływają na wartość międzyobszarowych zdolności przesyłowych, a CGM, w tym wyniki obrotu na rynku dnia następnego, nie jest dostępny.
- c) Istnieją znaczące zmiany w sieci, które wpływają na wartość międzyobszarowych zdolności przesyłowych i nie ma czasu na ponowną ocenę i koordynację wartości międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

16.5. Wartości ATC ID są ponownie oceniane i koordynowane przez OSP i Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych tak szybko, jak jest to technicznie możliwe, i kierowane na Rynek Dnia Bieżącego.

16.6. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych przeprowadza się ponowną ocenę wartości zdolności przesyłowych Dnia Bieżącego (ATC) za każdym razem, gdy wystąpi którakolwiek z poniższych sytuacji:

16.6.1. Zmiany topologii sieci przesyłowej – nieplanowane wyłączenia lub nieplanowane (wcześniejsze) przywrócenie do pracy elementów sieci mających wpływ na zdolności przesyłowe.

16.6.2. Aktualizacja wyników rynku dnia następnego, np. w przypadku procedury rezerwowej stosowanej przez NEMO.

16.6.3. Istotne zmiany w planach wytwarzania i obciążenia, zmiany prognoz wytwarzania ze źródeł odnawialnych.

## **17 ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI ESTONII I FINLANDII**

17.1. TTC na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Estonia–Finlandia są wyznaczone przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych przy użyciu CGM, które reprezentują sieci AC obszarów obserwowalności wchodzących w skład obszarów synchronicznych, do których należy każdy z nich i weryfikowane przez odpowiednich OSP po obu stronach połączenia międzysystemowego.

17.2. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego określa się dla obu kierunków połączeń międzysystemowych zgodnie ze wzorem (3) i (4) po każdej stronie łącza HVDC. Jeżeli podczas procesu weryfikacji zdolności przesyłowych proponowane są różne wartości NTC dla tego samego kierunku Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

$$ATC_{FI>EE; EE>FI} = \min (FI ATC_{FI>EE}; EE ATC_{FI>EE}); \min (FI ATC_{EE>FI}; EE ATC_{EE>FI}) \quad (7)$$

gdzie:

**FI ATC<sub>FI>EE</sub> ; FI ATC<sub>EE>FI</sub>** – ATC między kierunkami Obszarów Rynkowych FI>EE i EE>FI, wyznaczone przez granice Bezpieczeństwa Pracy w obszarze synchronicznym OSP CCR Nordic lub przez ograniczenia techniczne połączenia międzysystemowego HVDC (od strony Finlandii),

**EE ATC<sub>FI>EE</sub> ; EE ATC<sub>EE>FI</sub>** – ATC między kierunkami Obszarów Rynkowych FI>EE i EE>FI, wyznaczone przez granice Bezpieczeństwa Pracy w obszarze synchronicznym OSP CCR Baltic lub przez ograniczenia techniczne połączenia międzysystemowego HVDC (od strony Estonii).

17.3. Zdolność przesyłowa NTC dla transgranicznego połączenia międzysystemowego Estonia–Finlandia (EE-FI) wykorzystuje TRM równy wartości zerowej zgodnie z pkt 14.3 niniejszej Metody. Pełne zdolności przesyłowe TTC muszą być zapewnione dla operacji rynkowych i muszą być zgodne z art. 16 ust. 8 rozporządzenia CEP.

17.4. Alokację AABC wymienioną we wzorze (4) dla HVDC określa się w umowach wymiany mocy bilansującej między stronami zgodnie z art. 38 EBGL. W przypadku braku umowy o wymianie mocy wartość AABC dla połączeń międzysystemowych HVDC wynosi 0.

### **Procedura alokacji zdolności przesyłowych dnia bieżącego**

17.5. Dostępne zdolności przesyłowe po wynikach Rynku Dnia Następnego są oferowane na Rynku Dnia Bieżącego zgodnie z rzeczywistymi warunkami operacyjnymi. Na zdolności przesyłowe dnia bieżącego może mieć wpływ zmiana TTC spowodowana zmianami prognoz, topologii i planów konserwacji.

17.6. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego na rynku dnia bieżącego na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Estonia–Finlandia alokuje się według wzorów (5) i (6).

## 18 ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I SZWECJI

18.1. TTC na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Szwecja są wyznaczone przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych przy użyciu CGM, które reprezentują sieci AC obszarów obserwowalności wchodzących w skład obszarów synchronicznych, do których należy każdy z nich i weryfikowane przez odpowiednich OSP po obu stronach połączenia międzysystemowego.

18.2. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego określane są przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych dla obu kierunków połączeń międzysystemowych zgodnie ze wzorem (3) i (4) po każdej stronie łącza HVDC. Jeżeli podczas procesu weryfikacji zdolności przesyłowych proponowane są różne wartości NTC dla tego samego kierunku transgranicznego połączenia międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

18.3. Zdolności przesyłowe połączenia międzysystemowego Litwa–Szwecja określa się według wzoru:

$$ATC_{SE>LT, LT>SE} = \min(SE ATC_{SE>LT}; LT ATC_{SE>LT}); \min(SE ATC_{LT>SE}; LT ATC_{LT>SE}) \quad (8)$$

gdzie:

**SE ATC<sub>SE>LT</sub>; SE ATC<sub>LT>SE</sub>** – ATC między kierunkami Obszarów Rynkowych SE–LT i LT–SE, wyznaczone przez granice bezpieczeństwa pracy w obszarze synchronicznym OSP CCR Nordic lub przez ograniczenia techniczne połączenia międzysystemowego HVDC (od strony Szwecji);

**LT ATC<sub>SE>LT</sub>; LT ATC<sub>LT>SE</sub>** – ATC między kierunkami Obszarów Rynkowych SE–LT i LT–SE, wyznaczone przez granice bezpieczeństwa pracy w obszarze synchronicznym OSP CCR Baltic lub przez ograniczenia techniczne połączenia międzysystemowego HVDC (od strony Litwy),

18.4. Gdy w CCR Nordic wykorzystywane jest wyznaczenie zdolności przesyłowych oparte na przepływach fizycznych z zaawansowanym łączeniem hybrydowym, granice bezpieczeństwa pracy dla CNE w ramach szwedzkiej sieci AC przylegającej do połączenia międzysystemowego HVDC są wystarczająco odzwierciedlone przez parametry oparte na przepływach fizycznych w CCR Nordic. W takim przypadku ATC po stronie szwedzkiej będzie odzwierciedlać ograniczenia techniczne dotyczące wyłącznie połączenia międzysystemowego HVDC. Jeśli w ramach CCR Nordic stosowane jest wyznaczenie ATC, takie wyznaczone zdolności przesyłowe mogą być wykorzystane przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy.

18.5. Zdolność przesyłowa NTC dla transgranicznego połączenia międzysystemowego Szwecja–Litwa (SE-LT) wykorzystuje TRM równy wartości zerowej zgodnie z artykułem 14.3 niniejszej Metody. Pełne zdolności przesyłowe TTC muszą być zapewnione dla operacji rynkowych i muszą być zgodne z art. 16 ust. 8 rozporządzenia CEP.

18.6. Alokację AABC wymienioną we wzorze (4) dla HVDC określa się w umowach wymiany mocy bilansującej między stronami zgodnie z art. 38 EBGL. W przypadku braku umowy o wymianie mocy wartość AABC dla połączeń międzysystemowych HVDC wynosi 0.

### Procedura alokacji zdolności przesyłowych dnia bieżącego

18.7. Dostępne zdolności przesyłowe podlegają ponownej ocenie po Rynku Dnia Następnego i są oferowane na Rynku Dnia Bieżącego zgodnie z rzeczywistymi warunkami operacyjnymi. Na zdolności przesyłowe dnia bieżącego może mieć wpływ zmiana TTC spowodowana zmianami prognoz, topologii i planów konserwacji.

18.8. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego na rynku dnia bieżącego na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Szwecja alokuje się według wzorów (5) and (6).

## **19 WYZNACZANIE CAŁKOWITYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH (TTC) DLA TRANSGRANICZNEGO POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWEGO AC LITWA–POLSKA**

19.1. Przy wyznaczaniu TTC należy określić wykaz uwzględnionych CNE i zdarzeń awaryjnych zgodnie z punktem 4.

19.2. Przy wyznaczaniu TTC i wykonywaniu analiz zdarzeń awaryjnych po zastosowaniu kryteriów N-1 nie wolno przekraczać następujących granic Bezpieczeństwa Pracy zgodnie z art. 25, art. 38 i art. 39 rozporządzenia SO GL:

19.2.1. Trwale dopuszczalne ograniczenia termiczne, które odpowiadają temperaturze otoczenia elementów sieci, tj. maksymalnej ilości prądu elektrycznego, jaką dany element sieci może przewodzić bez trwałego uszkodzenia lub naruszania wymagań bezpieczeństwa.

19.2.2. Ograniczenia napięcia w węzłach sieci, tj. maksymalne i minimalne poziomy napięcia dopuszczalne w danym węźle sieci, aby zapobiec uszkodzeniu urządzeń lub załamaniu napięcia.

19.2.3. Granice stabilności dynamicznej, w tym:

- i. stabilność kątowna wirnika i stabilność napięcia.
- ii. stabilność kątowna lokalna (opisana w pkt 19.3).

19.2.4. Granicę stabilności częstotliwościowej ocenia się w oparciu o zasady OSP Baltic, biorąc pod uwagę wspólnie uzgodnioną i skoordynowaną między OSP Baltic dostępność środków utrzymania częstotliwości. Ustawienia szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej HVDC zostaną uzgodnione pomiędzy wszystkimi bałtyckimi OSP, szwedzkim OSP i fińskim OSP. Granicę stabilności częstotliwościowej są wyznaczane przez OSP Litwy z uwzględnieniem następujących uzgodnionych i skoordynowanych środków/parametrów:

- i. Prognozowany poziom bezwładności w BSPS.
- ii. Dostępne ustawienia szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej na łączach HVDC w BPS.
- iii. Prognozowana dostępna ilość szybkich rezerw częstotliwości zapewniona przez akumulatorowe systemy magazynowania energii (BESS) w BPS.
- iv. Odłączenie połączenia międzysystemowego AC z CESA nie może powodować szybkości zmian częstotliwości (ROCOF) większej niż 1 Hz/s i aktywacji odciążania w BPS.

19.3. Wartości TTC dla obu kierunków oblicza się z uwzględnieniem bezpieczeństwa pracy w granicach stabilności kątownej lokalnej (wymienionych w pkt 19.2.3.ii) i określa się przy zastosowaniu następującego podejścia:

$$TTC_{SS(PL>LT)} = \min (TTC_{1(PL>LT)}; TTC_{2(PL>LT)}); TTC_{SS(LT>PL)} = \min (TTC_{1(LT>PL)}; TTC_{2(LT>PL)}) \quad (9)$$

gdzie:

**TTC<sub>SS(PL>LT)</sub>; TTC<sub>SS(LT>PL)</sub>** – Całkowite Zdolności Przesyłowe z uwzględnieniem granic dynamicznej stabilności kątowej lokalnej.

**TTC<sub>1(PL>LT)</sub>; TTC<sub>1(LT>PL)</sub>** – granica stabilności kątowej lokalnej z oceną wyłączeń linii w układzie N-1 w kierunkach do PL>LT i LT>PL.

**TTC<sub>2(PL>LT)</sub>; TTC<sub>2(LT>PL)</sub>** – granica bezpieczeństwa oparta na kryteriach stabilności kątowej lokalnej bez oceny wyłączeń linii w układzie N-1 wyznaczana jest z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa opartych na kryteriach stabilności kątowej lokalnej i możliwej utracie **największego zasilania w systemie elektroenergetycznym Baltic** w kierunkach do PL>LT i LT>PL.

$$TTC_{2(PL>LT)} = TTC_{0(PL>LT)} - \text{MaxInf}; TTC_{2(LT>PL)} = TTC_{0(LT>PL)} - \text{MaxDem} \quad (10)$$

gdzie:

**TTC<sub>0(PL>LT)</sub>; TTC<sub>0(LT>PL)</sub>** – granica stabilności kątowej lokalnej bez wyłączeń linii w układzie N-1 w kierunkach PL>LT i LT>PL.

**MaxInf** – odłączenie największego zasilania w układzie N-1 w BSPS.

**MaxDem** – odłączenie największego odbioru w układzie N-1 w BSPS.

19.4. Wartości godzinowe dopasowanych TTC zgodnie z granicami bezpieczeństwa pracy określonymi w pkt 19.2.1–19.2.3 w kierunku do Litwy wyznacza się według wzoru:

$$TTC_{PL>LT} = \min (PL \text{ TTC}_{SS(PL>LT)}; LT \text{ TTC}_{SS(PL>LT)}; TTC_{(PL>LT)(F)}) \quad (11)$$

gdzie:

**PL TTC<sub>SS(PL>LT)</sub>** – TTC pomiędzy obszarami rynkowymi Litwy i Polski w kierunku do Litwy, określone przez OSP PL z uwzględnieniem Granic Bezpieczeństwa Pracy określonych w pkt 19.2.1–19.2.3 i 19.3.

**LT TTC<sub>SS(PL>LT)</sub>** – TTC pomiędzy obszarami rynkowymi Litwy i Polski w kierunku do Litwy, określone przez OSP LT z uwzględnieniem Granic Bezpieczeństwa Pracy określonych w pkt 19.2.1–19.2.3 i 19.3.

**TTC<sub>(PL>LT)(F)</sub>** – TTC Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Litwy wyznaczone przez OSP Litwy z uwzględnieniem granic stabilności częstotliwościowej jak w pkt 19.2.4.

19.5. Wartości godzinowe dopasowanych TTC zgodnie z granicami bezpieczeństwa pracy określonymi w pkt 19.2.1–19.2.3 w kierunkach do Polski wyznacza się według wzoru:

$$TTC_{LT>PL} = \min (PL \text{ TTC}_{SS(LT>PL)}; LT \text{ TTC}_{SS(LT>PL)}; TTC_{(LT>PL)(F)}) \quad (12)$$

gdzie:

**PL TTC<sub>SS(LT>PL)</sub>** – TTC pomiędzy obszarami rynkowymi Litwy i Polski w kierunku do Polski, określone przez OSP PL z uwzględnieniem Granic Bezpieczeństwa Pracy określonych w pkt 19.2.1–19.2.3 i 19.3.

**LT TTC<sub>SS(LT>PL)</sub>** – TTC pomiędzy obszarami rynkowymi LT i PL w kierunku do Polski, określone przez OSP LT z uwzględnieniem Granic Bezpieczeństwa Pracy określonych w pkt. 19.2.1–

19.2.3 i 19.3.

**TTC<sub>(LT>PL)(F)</sub>** – TTC Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Polski wyznaczone przez OSP Litwy z uwzględnieniem granic stabilności częstotliwościowej jak w pkt 19.2.4.

## **20 ZASADY WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I POLSKI DLA HORYZONTU CZASOWEGO RYNKU DNIA NASTĘPNEGO**

20.1. Wartości NTC dla Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Litwy wyznacza się z następującego wzoru:

$$NTC_{(PL>LT)} = TTC_{(PL>LT)} - TRM_{(PL>LT)} \quad (13)$$

gdzie:

**TTC<sub>(PL>LT)</sub>** – TTC transgranicznego połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Litwy wyznaczone przez OSP Polski i Litwy zgodnie ze wzorem (11) jak w pkt 19.4.

**TRM<sub>(PL>LT)</sub>** – margines niezawodności przesyłu z powodu niezamierzonych odchyień na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Polska. Dla początkowego okresu eksploatacji po synchronizacji OSP Baltic z CESA, TRM wyznacza się i stosuje zgodnie z pkt 14.6.

20.2. Wartości NTC dla Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Polski wyznacza się z następującego wzoru:

$$NTC_{(LT>PL)} = TTC_{(LT>PL)} - TRM_{(LT>PL)} \quad (14)$$

gdzie:

**TTC<sub>(LT>PL)</sub>** – TTC transgranicznego połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku do Polski wyznaczone przez OSP Polski i Litwy zgodnie ze wzorem (12) jak w pkt 19.5.

**TRM<sub>(LT>PL)</sub>** – margines niezawodności przesyłu z powodu niezamierzonych odchyień na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Polska. Dla początkowego okresu eksploatacji po synchronizacji OSP Baltic z CESA, TRM wyznacza się i stosuje zgodnie z pkt 14.6.

20.3. OSP zapewniają, że TRM nie przekroczy 30% TTC wyznaczonych zgodnie z pkt 19 niniejszej Metody. Dostępność zdolności przesyłowych NTC musi być zgodna z art. 16 ust. 8 rozporządzenia CEP.

## **21 WYZNACZANIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH DOSTĘPNYCH NA RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO MIĘDZY SYSTEMAMI ELEKTROENERGETYCZNYMI LITWY I POLSKI**

21.1. Dostępne zdolności przesyłowe po wynikach Rynku Dnia Następnego są oferowane na Rynku Dnia Bieżącego zgodnie z rzeczywistymi warunkami operacyjnymi. Na zdolności przesyłowe dnia bieżącego może mieć wpływ zmiana TTC spowodowana zmianami prognoz, topologii i planów konserwacji.

21.2. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego na rynku dnia bieżącego na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Polska w kierunku do

Litwy alokowane zgodnie ze wzorem:

$$ATC_{PL>LT} = NTC_{(PL>LT)} - AAC_{(PL>LT)} + AAC_{(LT>PL)} \quad (15)$$

gdzie:

**NTC<sub>(PL>LT)</sub>** – NTC pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Litwy i Polski wyznaczone zgodnie ze wzorem (13) z uwzględnieniem rzeczywistej wartości  $TTC_{(PL>LT)}$  i  $TTC_{(PL>LT)(F)}$  ( $TTC_{(PL>LT)}$  i  $TTC_{(PL>LT)(F)}$  wykorzystywane w horyzoncie czasowym rynku dnia następnego do wyznaczania NTC mogą ulec zmianie w przypadku zmian prognoz, topologii i planów konserwacji).

**AAC<sub>(PL>LT)</sub>** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe dla połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku od Polski do Litwy dla okresu po poprzednich fazach alokacji zdolności przesyłowych.

**AAC<sub>(LT>PL)</sub>** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe dla połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku od Litwy do Polski dla okresu po poprzednich fazach alokacji zdolności przesyłowych.

21.3. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego na rynku dnia bieżącego na transgranicznym połączeniu międzysystemowym Litwa–Polska w kierunku do Polski alokowane zgodnie ze wzorem:

$$ATC_{LT>PL} = NTC_{(LT>PL)} - AAC_{(LT>PL)} + AAC_{(PL>LT)} \quad (16)$$

gdzie:

**NTC<sub>(LT>PL)</sub>** – NTC pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Litwy i Polski wyznaczone wg wzoru (14) z uwzględnieniem rzeczywistej wartości  $TTC_{(LT>PL)}$  i  $TTC_{(LT>PL)(F)}$  ( $TTC_{(LT>PL)}$  i  $TTC_{(LT>PL)(F)}$  wykorzystywane w horyzoncie czasowym rynku dnia następnego do wyznaczania NTC mogą ulec zmianie w przypadku zmian prognoz, topologii i planów konserwacji).

**AAC<sub>(PL>LT)</sub>** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe dla połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku od Polski do Litwy dla okresu po poprzednich fazach alokacji zdolności przesyłowych.

**AAC<sub>(LT>PL)</sub>** – Wcześniej Zaalokowane Zdolności Przesyłowe dla połączenia międzysystemowego Litwa–Polska w kierunku od Litwy do Polski dla okresu po poprzednich fazach alokacji zdolności przesyłowych.

## 22 METODA WERYFIKACJI I KOORDYNACJI MIĘDZYOBSZAROWYCH ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH

22.1. Każdy OSP weryfikuje Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe dla granic Obszarów Rynkowych OSP lub Krytycznych Elementów Sieci, zapewniane przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych zgodnie z art. 27–31 rozporządzenia CACM i ma prawo do ich skorygowania.

22.2. Każdy OSP może ograniczyć Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe podczas weryfikacji Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych, o których mowa w niniejszym punkcie, ze względów bezpieczeństwa pracy systemu zgodnie z art. 26 ust. 3 rozporządzenia CACM.

22.3. W niniejszej Metodzie nie uwzględniono art. 26 ust. 2 rozporządzenia CACM (zasada dzielenia korekty Międzyobszarowych Zdolności Przesyłowych), ponieważ sieć OSP Baltic jest

promieniowa, co skutkuje bezpośrednimi przepływami między obszarami bez żadnych przepływów kołowych, i nie dokonuje się podziału zdolności przesyłowych między granice CCR Baltic.

22.4. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych zgłasza ograniczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia CACM.

22.5. Proces koordynacji zdolności przesyłowych określa ostateczne wartości transgranicznych zdolności przesyłowych, które mają zostać dostarczone na rynek energii elektrycznej. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych będzie wykorzystywał zweryfikowane przez OSP wartości transgranicznych zdolności przesyłowych do koordynowania wartości końcowych. Jeżeli podczas procesu koordynacji zdolności przesyłowych OSP ustalą różne wartości zdolności przesyłowych dla tego samego Transgranicznego Połączenia Międzysystemowego, jako wartość skoordynowaną przyjmuje się wartość najniższą.

## **23 PROCEDURY REZERWOWE WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH**

23.1. Zgodnie z art. 21 ust. 3 rozporządzenia CACM, jeżeli zdolności przesyłowe dnia następnego dla określonych MTU wyznaczenia zdolności przesyłowych DA lub ID nie mogą zostać wyznaczone z powodu awarii technicznej narzędzi, błędu w infrastrukturze komunikacyjnej lub uszkodzenia bądź braku danych wejściowych, OSP Baltic i Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych wyznaczają brakujące wyniki, stosując jedną z następujących procedur rezerwowych wyznaczenia zdolności przesyłowych:

23.1.1. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych wykorzystuje najnowsze dostępne zbiory danych – z uwzględnieniem dostępnych danych wejściowych określonych w pkt 10, procedury wymiany CGM zgodnie z CGMES, jeżeli CGM nie jest dostępny, oraz aktualnej topologii sieci – do wyznaczenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

23.1.2. Jeśli CGM nie jest dostępny lub modele IGM OSP Baltic nie są uwzględnione w CGM, Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych utworzy Model Regionalny (uwzględniający modele IGM OSP Łotwy, OSP Litwy, OSP Estonii i OSP Polski, który obejmuje wszystkie połączenia międzysystemowe OSP Baltic i wykorzysta Model Regionalny do wyznaczenia zdolności przesyłowych.

23.2. Jeśli międzyobszarowe zdolności przesyłowe nie mogą zostać wyznaczone, skoordynowane lub przekazane operatorowi rynku przez Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych, wówczas sąsiadujący OSP obliczają i koordynują między sobą zdolności przesyłowe dla transgranicznych połączeń międzysystemowych i publikują skoordynowane zdolności do NEMO.

## **24 UDOSTĘPNIANIE I ALOKACJA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH BĘDĄCYCH PRZEDMIOTEM OBROTU HANDLOWEGO**

24.1. Podmiot Odpowiedzialny za Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych przekazuje MCO wyznaczone i zweryfikowane Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego i ograniczenia alokacji dla wszystkich horyzontów czasowych obrotu w celu późniejszej alokacji zdolności przesyłowych przez aukcje typu implicit prowadzone przez



MCO.

24.2. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego w ramach CCR Baltic są udostępniane i alokowane, z zastrzeżeniem ograniczeń alokacji, w horyzoncie czasowym dnia następnego i dnia bieżącego – rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego. Nie rezerwuje się fizycznych zdolności przesyłowych dla długoterminowych zdolności przesyłowych na granicach CCR Baltic.

24.3. Zdolności Przesyłowe Będące Przedmiotem Obrotu Handlowego między Obszarami Rynkowymi CCR Baltic są równe oferowanym zdolnościom przesyłowym wyznaczonym zgodnie z pkt 11–23 niniejszej Metody, które są następnie alokowane w drodze domyślnych aukcji zgodnie z zasadami obrotu ustanowionymi przez MCO, z zastrzeżeniem ograniczeń alokacji.

## **25 GWARANCJA**

25.1. Po upływie Terminu Gwarancji dla Rynku Dnia Następnego wszystkie Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe i ograniczenia alokacji są gwarantowane dla alokacji zdolności przesyłowych dnia następnego, chyba że zaistnieje Siła Wyższa lub Sytuacja Nadzwyczajna.

25.2. Termin Gwarancji dla Rynku Dnia Następnego wynosi 60 minut przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego, chyba że we „wniosku wszystkich OSP dotyczącym terminu gwarancji dla rynku dnia następnego zgodnie z art. 69 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi” przewidziano inny termin.

25.3. Po upływie Terminu Gwarancji Rynku Dnia Następnego Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe, które nie zostały alokowane, mogą zostać uwzględnione w kolejnych alokacjach, z zastrzeżeniem ograniczeń alokacji.

25.4. Międzyobszarowe Zdolności Przesyłowe dnia bieżącego są gwarantowane natychmiast po ich alokacji, z zastrzeżeniem ograniczeń alokacji, chyba że zaistnieje Siła Wyższa lub Sytuacja Nadzwyczajna.

## **26 ZASADY UNIKANIA NIEUZASADNIONEJ DYSKRYMINACJI MIĘDZY WYMIANAMI WEWNĘTRZNYMI A MIĘDZYOBSZAROWYMI. ZASADY CCR EFEKTYWNEGO WSPÓŁDZIELENIA ZDOLNOŚCI PRZEPIĘTYW MOCY PRZEZ KRYTYCZNE ELEMENTY SIECI MIĘDZY GRANICAMI RÓŻNYCH OBSZARÓW RYNKOWYCH**

26.1. Przy określaniu odpowiednich obszarów sieci, w których i pomiędzy którymi ma być stosowane zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi, OSP kierują się zasadami opłacalności i minimalizacji negatywnego wpływu na rynek wewnętrzny energii elektrycznej. W szczególności OSP nie ograniczają zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych w celu rozwiązania problemu ograniczeń przesyłowych we własnym obszarze regulacyjnym, z wyjątkiem wyżej wymienionych przyczyn i względów bezpieczeństwa pracy systemu. W przypadku wystąpienia takiej sytuacji OSP opisują i przedstawiają ją w przejrzysty sposób wszystkim użytkownikom systemu. W celu zapewnienia, aby potencjalne ograniczenia przesyłowe we własnym obszarze rynkowym nie wpływały na zdolności przesyłowe, OSP wykorzystują wszystkie dostępne środki zaradcze, aby międzyobszarowe zdolności przesyłowe osiągały wielkości przynajmniej jak określono w art. 16 ust.8. rozporządzenia (UE) 2019/943.

W przypadku, gdy międzyobszarowe zdolności przesyłowe są niższe niż określono w art. 16 ust.8. rozporządzenia (UE) 2019/943, zostanie to opisane, uzasadnione i zakomunikowane w transparentny sposób bez zbędnej zwłoki przez OSP wszystkim użytkownikom systemu. OSP wypracują w najszybszym możliwym czasie rozwiązanie długoterminowe, które poprawi taką sytuację i dokonają tego w sposób transparentny. OSP poinformują wszystkich użytkowników systemu o działaniach podejmowanych w celu wypracowania i wdrożenia rozwiązania długoterminowego.

26.2. OSP bez zbędnej zwłoki w przejrzysty sposób opisują, uzasadniają, komunikują i przedstawiają metody, projekty i podjęte działania mające na celu wypracowanie rozwiązania długoterminowego wszystkim użytkownikom systemu.

Metody, projekty i podjęte działania mające na celu wypracowanie rozwiązania długoterminowego można opisać w istniejących dokumentach OSP:

- Dokumenty OSP dotyczące rozwoju poszczególnych elektroenergetycznych systemów przesyłowych.
- Dokumenty OSP dotyczące rozwoju wspólnego elektroenergetycznego systemu przesyłowego, np. „Dziesięcioletni plan rozwoju sieci” ENTSO-E.

W przypadku gdy metody, projekty i podjęte działania mające na celu wypracowanie rozwiązania długoterminowego są opisane, uzasadnione, zakomunikowane transparentnie w istniejących dokumentach OSP, tworzenie dodatkowego(-ych) dokumentu(-ów) wyjaśniającego(-ych) nie jest wymagane, chyba że zostanie to uznane za konieczne przez Krajowe Organy Regulacyjne.

26.3. Sieć OSP Baltic jest promieniowa, co skutkuje bezpośrednimi przepływami między obszarami bez żadnych przepływów kołowych i nie ma takich CNE w CCR Baltic, które wyraźnie i w większości przypadków wpływałyby na zdolności przepływu mocy na kilku granicach jednocześnie, dlatego zasady efektywnego podziału zdolności przepływu mocy CNE między różne granice obszarów rynkowych w CCR Baltic nie są stosowane.

## **27 WDRÓŻENIE METODY**

27.1. OSP wdrażają Metodę, gdy spełnione są wszystkie poniższe warunki:

- a) Zatwierdzenie Metody w CCR Baltic przez Krajowy Organ Regulacyjny lub podjęcie decyzji przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki zgodnie z art. 9 ust. 11 i art. 9 ust. 12 rozporządzenia CACM.
- b) Synchronizacja OSP Baltic z CESA.

27.2. Metoda jest publikowana na stronach internetowych OSP CCR Baltic w terminie 7 dni od zatwierdzenia Metody przez Krajowy Organ Regulacyjny w CCR Baltic lub podjęcia decyzji przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki zgodnie z art. 9 ust. 11 i art. 9 ust. 12 rozporządzenia CACM.

27.3. OSP w ciągu 24 miesięcy następujących po implementacji niniejszej Metody dokonają jej oceny i przedłożą Krajowym Organom Regulacyjnym. W razie konieczności OSP zaproponują zmianę Metody Krajowym Organom Regulacyjnym.

## **28 JĘZYK**

Językiem odniesienia niniejszej CCM jest język angielski. W celu uniknięcia wątpliwości,

w razie konieczności przetłumaczenia niniejszej CCM przez OSP na język(i) narodowy(e), w przypadku niezgodności między wersją angielskojęzyczną opublikowaną przez OSP zgodnie z art. 9 ust. 14 rozporządzenia CACM a jakąkolwiek wersją w innym języku właściwi OSP zgodnie z przepisami krajowymi zobowiązani są dostarczyć odpowiednim krajowym organom regulacyjnym zaktualizowane tłumaczenie niniejszego CCM.

## **29 ZAŁĄCZNIK 1: STOSOWANIE OGRANICZEŃ ALOKACJI**

1. Uzasadnienie stosowania ograniczeń alokacji w postaci limitów importowych i eksportowych zgodnie z opisem w pkt 7.3

### **Związek między pozycją netto a granicami bezpieczeństwa pracy**

Zgodnie z rozporządzeniem CACM przez ograniczenia alokacji rozumie się *ograniczenia niezbędne do utrzymania systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy*, które z kolei definiuje się jako *dopuszczalne granice dla bezpiecznej pracy sieci*. Definicja tego ostatniego (art. 2.7 rozporządzenia CACM) wymienia między innymi ograniczenia częstotliwości jako jeden z czynników, które należy wziąć pod uwagę.

Co do ograniczeń stosowanych w celu zapewnienia wystarczających rezerw operacyjnych, jeśli w jednym z połączonych systemów zdarzą się niewystarczające rezerwy w przypadku niespodziewanych wyłączeń albo nieplanowych zmian w zapotrzebowaniu (dotyczy to systemów centralnie dysponowanych), może zaistnieć trwałe odchylenie od planowej wymiany zaangażowanych OSP. Odchylenia te mogą prowadzić do niezbilansowania w całym obszarze synchronicznym, powodując odejście częstotliwości od jej nominalnego poziomu. Nawet jeśli nie zostaną naruszone limity częstotliwości, odchylenie ma skutek w postaci uruchomienia rezerw utrzymania częstotliwości, które nie będą już dostępne dla przypadków innych zdarzeń awaryjnych, jeśli byłyby wymagane zgodnie z założeniami. Jeśli zmaterializuje się kolejne zdarzenie losowe, częstotliwość może w konsekwencji łatwo przekroczyć bezpieczne poziomy ze wszystkimi negatywnymi skutkami. Dlatego taka sytuacja może prowadzić do naruszenia granic bezpieczeństwa pracy i należy jej zapobiec poprzez utrzymywanie odpowiednich rezerw we wszystkich obszarach rynkowych, aby żaden OSP nie odchyłał się od grafików w sposób trwały (tj. dłużej niż 15 minut, w ciągu których rezerwa odbudowy częstotliwości zostanie w całości aktywowana przez danego OSP). Wreszcie niezdolność do utrzymania ustalonych bilansów stref, wynikająca z niewystarczających rezerw operacyjnych, doprowadzi do niekontrolowanych zmian w rozptywach mocy, co może doprowadzić do przeciążenia linii (tj. przekroczenia limitów termicznych) i w konsekwencji do podziału systemu z różnymi poziomami częstotliwości w każdym podsystemie.

### **Wykładnia prawna: dopuszczalne podstawy stosowania ograniczeń alokacji**

W odniesieniu do procesu określania ograniczeń alokacji, które należy stosować, należy przede wszystkim zauważyć, że ograniczenia alokacji („OA”) są narzędziami zdefiniowanymi ze względu na ich cel. Rozporządzenie CACM nie przedstawia OA w formie wykazu, który umożliwiłby sprawdzenie, czy rozporządzenie dopuszcza określone ograniczenie. Zastosowanie przepisu dotyczącego ograniczeń alokacji wymaga zatem dalszej interpretacji.

Rozporządzenie CACM wydano na podstawie i w uzupełnieniu do rozporządzenia 714/2009. Zgodnie z ogólną zasadą zawartą w rozporządzeniu 714/2009 (art. 16.3), powtórzoną w rozporządzeniu 2019/943 (art. 16.4), OSP udostępniają maksymalną zdolność dopuszczalną w ramach standardów bezpiecznej pracy sieci. Bezpieczeństwo pracy objaśniono w przypisie

do załącznika I jako *przestrzeganie uzgodnionych granic bezpieczeństwa w systemie przesyłowym*. Wydaje się, że przepisy CACM dotyczące OA i granic bezpieczeństwa pracy („GBP”) regulują tę kwestię bardziej szczegółowo niż art. 16.4. Definicja OA odnosi się do GBP, więc aby zdefiniować ograniczenie alokacji, najpierw wymagane jest jasne określenie GBP.

Podobnie jak w przypadku „otwartego” pojęcia ograniczeń alokacji w rozporządzeniu CACM definicja GBP (*dopuszczalne granice bezpiecznej pracy sieci, takie jak ograniczenia termiczne, ograniczenia napięcia, ograniczenia prądu zwarciovego, ograniczenia stabilności częstotliwościowej i dynamicznej*) nie zawiera katalogu (zamkniętego zbioru), lecz przedstawia otwarty zestaw charakterystyk pracy systemu określonych pod względem celu – zapewnienia bezpiecznej pracy sieci. Lista ma charakter orientacyjny (z użyciem słów „np.”). Na otwarty charakter definicji wskazuje również interpretacja systemowa, tj. użycie terminu w innych kodeksach sieci i wytycznych.

W rozporządzeniu SO GL definicje poszczególnych stanów systemu uwzględniają rolę znaczących użytkowników sieci (modułów wytwarzania i urządzeń odbiorczych). Aby system przesyłowy był w stanie „normalnym”, wymaga wystarczających rezerw mocy czynnej i biernej, aby móc zaradzić zaistniałym zdarzeniom awaryjnym (art. 18) – możliwy wpływ tych zjawisk na handel międzyobszarowy wskazano wyżej. Granice bezpieczeństwa pracy w rozumieniu SO GL również nie są zdefiniowane jako zamknięty zbiór, skoro art. 25 wymaga od każdego OSP *określenia granic bezpieczeństwa pracy dla każdego elementu swojego systemu przesyłowego, biorąc pod uwagę co najmniej następujące charakterystyki fizyczne (...)*.

Definicja zdarzenia losowego z rozporządzenia CACM (*zidentyfikowana i prawdopodobna lub już zaistniała usterka elementu, w tym nie tylko elementów systemu przesyłowego, ale także znaczących użytkowników sieci i elementów sieci dystrybucyjnej, jeżeli dotyczy bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego*) jest zatem spójna z wymienionymi powyżej ramami SO GL i pokazuje, że stosowanie rozporządzenia CACM powinno uwzględniać okoliczności związane z wytwarzaniem i obciążeniem. Ponadto, w odniesieniu do sposobu, w jaki PSE pozyskuje rezerwy bilansujące, należy wskazać, że Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej (EB GL) pozwalają OSP stosować zintegrowany proces grafikowania, w którym energia i rezerwy są pozyskiwane równocześnie (co stanowi immanentną cechę systemów centralnie dysponowanych). W takim przypadku zapewnienie wystarczających rezerw wymaga ustalenia limitów ilości, która może być importowana do albo eksportowana z systemu jako całości (co bardziej szczegółowo wyjaśniono poniżej). Jeśli rozporządzenie CACM byłoby interpretowane jako wykluczające taką możliwość i zobowiązujące OSP do oferowania zdolności, nawet jeśli mogłoby to prowadzić do niewystarczających rezerw, skutkowałoby to nieważnością odpowiednich przepisów EB GL, a także uniemożliwiłoby albo znacznie utrudniło spełnienie wymogów SO GL.

Z punktu widzenia PSE interpretacja systemowa pozwala na spójne wdrażanie wszystkich kodeksów sieci. W tym konkretnym przypadku pojęcie granic bezpieczeństwa pracy w ramach rozporządzenia CACM można uzupełnić poprzez zastosowanie przepisów SO GL. To z kolei nakłada na OSP obowiązek stosowania określonych mechanizmów rynkowych w celu zapewnienia, aby grafiki wytwarzania i obciążenia wynikające z handlu międzystrefowego nie zagrażały bezpiecznej pracy systemu. Podsumowując, granice bezpieczeństwa pracy obejmują szeroki zakres cech systemu, których należy przestrzegać przy określaniu dziedziny handlu międzystrefowego. W odniesieniu do wytwarzania i obciążenia odbywa się to poprzez zastosowanie ograniczeń alokacji, w tym przypadku ograniczeń bilansowania, w postaci

limitów importowych/eksportowych.

Przepisy rozporządzenia CACM dotyczące OA powinny być również interpretowane systemowo. Zapewniają one maksymalne możliwości handlowe przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa systemu. Rozporządzenie CACM i rozporządzenie 2019/943 należy również interpretować w świetle unijnej polityki energetycznej określonej w art. 194 TFUE. Cztery cele (*zapewnienie funkcjonowania rynku energii; zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii*) mają jednakowe znaczenie i są zrównoważone, a także stosowane w duchu solidarności między państwami członkowskimi.

W kontekście ograniczeń alokacji zasady te można uznać za zobowiązujące OSP w każdym Państwie Członkowskim do stosowania procesów rynkowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w możliwie największym stopniu, ograniczonych jedynie prawnie uzasadnionymi (niearbitralnymi) ograniczeniami, w przypadku gdy ich niestosowanie mogłoby zagrozić bezpieczeństwu dostaw w jednym lub kilku obszarach regulacyjnych.

Przepisy rozporządzenia CACM dotyczące ograniczeń alokacji odzwierciedlają te kompromisy. Patrz np. punkt 18, który stanowi, że ogólnounijny proces łączenia cen uwzględnia zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji. Można zatem stwierdzić, że rozporządzenie CACM nie narzuca możliwości handlowych do poziomu zagrażającego bezpieczeństwu dostaw. W przypadku braku arbitralnej dyskryminacji rozporządzenie CACM wraz z innymi kodeksami umożliwia OSP zapobieganie *ex ante* utracie stabilności sieci lub wystąpieniu niewystarczających rezerw.

2. W jaki sposób limity importowe i eksportowe przyczyniają się do osiągnięcia celów rozporządzenia CACM?

### **Wkład w realizację celów rozporządzenia CACM**

Punkt 2 rozporządzenia CACM ustanawia wzajemny związek między bezpieczeństwem dostaw a funkcjonującymi rynkami. Dzięki połączeniom międzysystemowym i wymianie międzystrefowej Państwa Członkowskie nie muszą w pełni polegać na własnych aktywach w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Jednocześnie jednak rynek wewnętrzny nie może funkcjonować prawidłowo, jeśli bezpieczeństwo sieci jest zagrożone, ponieważ handel rynkowy byłby nieustannie zakłócany przez awarie systemu, w wyniku czego potencjalne korzyści społeczne zostałyby utracone. Punkt 18 można postrzegać jako kontynuację wyznaczania granic w celu zapewnienia ogólnounijnego procesu łączenia cen, a mianowicie w celu przestrzegania zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji.

Z powyższych względów jednym z celów rozporządzenia CACM, wyrażonym w art. 3, jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy. Cel ten powinien zostać osiągnięty, o ile nie narusza on innych celów. Jak wyjaśniono w niniejszej Metodzie, ograniczenia alokacji stosowane przez OSP CCR Baltic są proporcjonalne i nie podważają innych celów rozporządzenia CACM.

### **Zgodność trzech powodów ograniczenia alokacji z art. 23**

Art. 23 wymaga, aby ograniczenia alokacji:

- 1) a) były wymagane do utrzymania systemu w granicach bezpieczeństwa pracy oraz b) nie mogły być skutecznie przekształcane w maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci; lub
- 2) miały na celu zwiększenie nadwyżki ekonomicznej dla jednolitego łączenia rynków dnia

następnego lub dnia bieżącego.

Jak wykazano w pkt 1 powyżej, utrzymywanie systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy wymaga również utrzymywania rezerw niezbędnych do reagowania na ewentualne zdarzenia losowe. Poniżej wyjaśniono brak możliwości skutecznego przekształcenia tych ograniczeń w maksymalne przepływy na poszczególnych granicach. W związku z tym proponowane ograniczenia alokacji należy uznać za zgodne z rozporządzeniem CACM.

### 3. Szczegółowe przyczyny i sposób obliczania ograniczeń alokacji przez PSE

Ograniczenia alokacji w Polsce stosuje się zgodnie z art. 5 Metody. Ograniczenia te odzwierciedlają zdolność polskich wytwórców do zwiększania wytwarzania (potencjalne ograniczenia w kierunku eksportu) lub zmniejszania wytwarzania (potencjalne ograniczenia w kierunku importu), z zastrzeżeniem ograniczeń technicznych poszczególnych jednostek wytwórczych oraz konieczności utrzymywania minimalnego marginesu rezerw wytwórczych wymaganego w całym polskim systemie elektroenergetycznym w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Jest to wyjaśnione dokładniej w dalszych częściach niniejszego dokumentu.

Uzasadnienie wprowadzenia ograniczeń alokacji po stronie PSE Wprowadzenie ograniczeń alokacji po stronie PSE jest związane z faktem, że zgodnie z warunkami stosowanego w Polsce modelu rynku opartego na zintegrowanym grafikonowaniu (zwanym również centralnym systemem dysponowania) odpowiedzialność polskiego OSP za równowagę systemu jest znacznie rozszerzona w porównaniu do standardowej odpowiedzialności OSP w modelach rynku opartych na tzw. samodysponowaniu. Ta ostatnia obejmuje zwykle horyzont czasowy do jednej następnej godziny (wraz z operacjami w czasie rzeczywistym), podczas gdy dla PSE jako polskiego OSP rozciąga się ona na horyzont dnia bieżącego i dnia następnego. Tak więc PSE ponosi odpowiedzialność, która na rynkach opartych na samodysponowaniu jest powierzona podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie (BRP). Dlatego PSE musi zapewnić rezerwy wytwórcze dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co czasem skutkuje wprowadzeniem ograniczeń alokacji, jeśli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy polskiego systemu elektroenergetycznego pod względem dostępnych zdolności wytwórczych do regulacji w górę lub w dół oraz zapotrzebowania rezydualnego<sup>1</sup> (z tego powodu takie ograniczenia alokacji nazywane są ograniczeniami bilansowania). Na rynkach opartych na samodysponowaniu same podmioty odpowiedzialne za bilansowanie mają zadbać o swoje rezerwy wytwórcze, podczas gdy OSP zapewnia je tylko na wypadek zdarzeń awaryjnych w horyzoncie czasowym do jednej następnej godziny. Na rynku opartym na centralnym dysponowaniu, w celu zapewnienia równowagi wytwarzania i zapotrzebowania, OSP dysponuje jednostkami wytwórczymi z uwzględnieniem ich ograniczeń ruchowych, ograniczeń przesyłowych i wymagań dotyczących rezerw. Zadania te są realizowane w ramach zintegrowanego procesu grafikonowania jako problem optymalizacyjny określany jako dobór jednostek i ekonomiczny rozdział obciążeń z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCUC/ED). Zatem te dwa podejścia zapewniają podobny poziom wykonalności zdolności przesyłowych oferowanych na rynku z punktu widzenia zdolności wytwórczych.

#### **Rola PSE w bilansowaniu systemu**

PSE bezpośrednio dysponuje jednostkami wytwórczymi w Polsce z uwzględnieniem ich charakterystyki ruchowej oraz ograniczeń przesyłowych w celu pokrycia oczekiwanego obciążenia, które jest również prognozowane przez PSE, mając na względzie odpowiednie

wymagania dotyczące rezerw.

---

<sup>1</sup> Zapotrzebowanie rezydualne to ta część zapotrzebowania użytkowników końcowych, która nie jest objęta umowami handlowymi (własne grafiki wytwarzania).

W celu wykonania tego zadania PSE realizuje proces planowania operacyjnego, który rozpoczyna się z trzyletnim wyprzedzeniem, z odpowiednią koordynacją remontów (prac konserwacyjnych) i jest kontynuowany w formie rocznych, miesięcznych i tygodniowych aktualizacji rozdziału obciążeń z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCUC/ED) w horyzoncie czasowym dnia następnego. Wyniki tego rynku dnia następnego są następnie aktualizowane na bieżąco w horyzoncie czasowym dnia bieżącego aż do pracy w czasie rzeczywistym.

W rocznych ramach czasowych PSE starają się rozłożyć remonty wnioskowane przez wytwórców w ciągu roku w taki sposób, aby zachować w każdym miesiącu minimalny margines rezerwy dla roku następnego<sup>2</sup> przy prognozowanym zapotrzebowaniu obejmującym już alokowane zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych. Aktualizacje miesięczne i tygodniowe mają na celu utrzymywanie określonego marginesu rezerw na każdy dzień<sup>3</sup>, o ile jest to możliwe. Proces ten obejmuje również planowanie utrzymania sieci, w związku z czym odpowiednio uwzględnia się wszelkie ograniczenia wynikające z ruchu sieciowego.

Proces SCUC w horyzoncie czasowym dnia następnego ma na celu osiągnięcie zadanej wartości marginesu rezerw wirujących<sup>4</sup> (lub szybko uruchamianych – w polskich realiach są to tylko bloki w elektrowniach szczytowo-pompowych) na każdą godzinę dnia następnego, umożliwiające regulację w górę i w dół. Obejmuje to moc wynikającą z regulacji pierwotnej i wtórnej zakontraktowaną jako usługa pomocnicza (systemowa). Pozostała część tej rezerwy pochodzi z wykorzystania ofert bilansujących, które są składane obowiązkowo przez wszystkie jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (w praktyce wszystkie jednostki przyłączone do sieci przesyłowej oraz główne jednostki przyłączone do sieci 110 kV, poza elektrociepłowniami, ponieważ pracują one głównie w zależności od zapotrzebowania na ciepło). Pozostałe wytwarzanie jest uwzględniane według grafików właścicieli, co zważywszy na jego stabilny charakter (elektrociepłownie, małe elektrownie ciepłownicze i wodne) jest wykonalnym rozwiązaniem. Jedynym wyjątkiem od tej reguły jest wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych, które ze względu na jego zmienny charakter jest prognozowane przez PSE. Zatem PSE ma prawo do wykorzystywania wszystkich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w normalnej pracy w celu zbilansowania systemu. Przestrzegane są również wymagania dotyczące ujemnej rezerwy w okresach małego obciążenia (w godzinach nocnych) oraz uwzględniana jest możliwość pracy pompowej elektrowni szczytowo-pompowych, o ile jest to wykonalne.

Dalsze aktualizacje SCUC/ED dokonywane w ciągu dnia pracy uwzględniają wszelkie zmiany następujące w systemie (wymuszone odstawienia oraz ograniczenia jednostek wytwórczych i elementów sieci, aktualizacje prognoz obciążenia, wiatru itp.). Pozwala to zachować rezerwę wirującą z wyprzedzeniem jednej godziny na poziomie minimum 1000 MW, co odpowiada wielkości największego bloku w systemie.

### **Ustalanie ograniczeń bilansowania w Polsce**

Przy ustalaniu ograniczeń bilansowania polski OSP uwzględnia najnowsze informacje o powyższych danych technicznych jednostek wytwórczych, prognozowanym obciążeniu

systemu elektroenergetycznego oraz minimalnych marginesach rezerw wymaganych w całym polskim systemie elektroenergetycznym w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy i terminowych kontraktów importowych/eksportowych, które muszą być przestrzegane z poprzednich horyzontów czasowych alokacji zdolności przesyłowych.

Ograniczenia bilansowania wyznacza się jako dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego podstawowego okresu handlowego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

Dla każdej godziny ograniczenia te są wyznaczane na podstawie poniższych równań:

$$EXPORT_{constraint} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

<sup>2</sup> Margines rezerwy wytwarzania jest uregulowany przez polski kodeks sieciowy i wynosi obecnie 18% (pkt 10.2.11(3)). Podlega on zmianom w zależności od wyników rozwoju procesów planowania operacyjnego.

<sup>3</sup> Margines rezerwy wytwarzania na potrzeby koordynacji miesięcznej i tygodniowej jest również uregulowany przez polski kodeks sieciowy (pkt 10.2.11(2) i (3)).

<sup>4</sup> Wartości te są regulowane przez polski kodeks sieciowy (pkt 10.2.11(1)) i podlegają zmianom.

$$IMPORT_{constraint} = P_L - P_{DOWNres} + P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

gdzie:

$P_{CD}$  – suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek dysponowanych centralnie zadeklarowana przez wytwórców<sup>5</sup>

$P_{CDmin}$  – suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych

$P_{NCD}$  – suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są centralnie dysponowane, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)

$P_{NA}$  – wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych

$P_{ER}$  – korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów niezgłoszonych przez wytwórców, prognozowanych przez PSE ze względu na wyjątkowe okoliczności (np. warunki chłodzenia lub wydłużone remonty)

$P_L$  – zapotrzebowanie prognozowane przez PSE

$P_{Ures}$  – minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w górę

$P_{DOWNres}$  – minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w dół

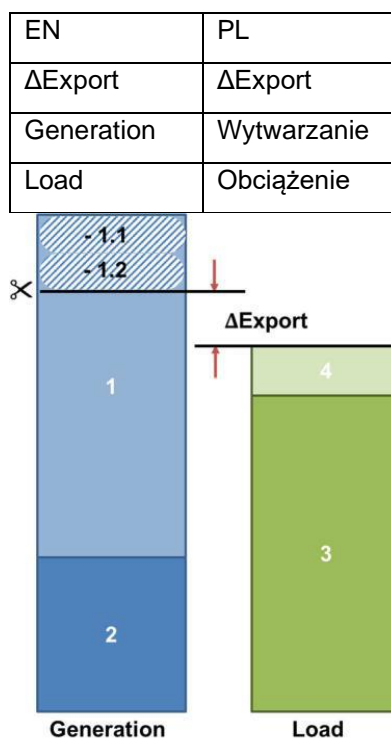
W celach ilustracyjnych proces praktycznego ustalania ograniczeń bilansowania w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego jest przedstawiony poniżej na rys. 1 i 2. Rysunki te pokazują, w jaki sposób OSP opracowuje prognozę polskiego bilansu mocy dla każdej godziny następnej doby rano poprzedniego dnia w celu znalezienia rezerw zdolności wytwórczych dostępnych odpowiednio na potrzeby eksportu i importu dla rynku dnia następnego. Dla rynku dnia bieżącego stosuje się tę samą metodę, z uwzględnieniem istniejących różnic.

Ograniczenie bilansowania w kierunku eksportu stosuje się, jeśli wartość  $A_{Export}$  jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach



międzysystemowych w kierunku eksportu. Ograniczenie bilansowania w kierunku importu stosuje się, jeśli wartość  $\Delta\text{Import}$  jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach międzysystemowych w kierunku importu.

<sup>5</sup> Należy zauważyć, że jednostki wytwórcze utrzymywane poza rynkiem na podstawie umów z OSP w sprawie rezerw strategicznych nie są uwzględniane w tym obliczeniu.



1. suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek centralnie dysponowanych zadeklarowana przez wytwórców, pomniejszona o:

1.1 wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych

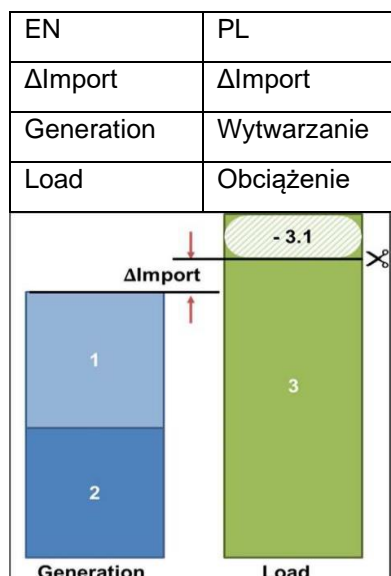
1.2 korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów niezgłoszonych przez wytwórców, prognozowanych przez PSE ze względu na wyjątkowe okoliczności (np. warunki chłodzenia lub wydłużone remonty)

2. suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)

3. zapotrzebowanie prognozowane przez PSE

4. minimalna wymagana rezerwa na potrzeby regulacji w górę

Rysunek 1: Ustalanie ograniczeń bilansowania w kierunku eksportowym (rezerwy zdolności wytwórczych dostępne na potrzeby potencjalnego eksportu) w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego.



1. suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie

2. suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)

3. zapotrzebowanie prognozowane przez PSE, pomniejszone o:

3.1 minimalna wymagana rezerwa na potrzeby regulacji w dół

Rysunek 2: Ustalanie ograniczeń bilansowania w kierunku importowym (rezerwy zdolności wytwórczych dostępne na potrzeby potencjalnego importu) w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego.

### **Częstotliwość ponownych ocen**

Ograniczenia bilansowania ustala się w ciągłym procesie opartym na najnowszych informacjach dla każdego horyzontu czasowego alokacji zdolności przesyłowych, od długoterminowego do dnia następnego i dnia bieżącego. W przypadku procesu dnia następnego wyznacza się je rano w dniu D-1, uzyskując w ten sposób niezależne wartości dla każdego podstawowego okresu handlowego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

### **Wpływ ograniczeń bilansowania na jednolite łączenie rynków dnia następnego i jednolite łączenie rynków dnia bieżącego**

Ograniczenia alokacji w formie ograniczeń bilansowania stosowane przez PSE nie zmniejsza efektywności procesu łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Zważywszy na potrzebę zapewnienia przez PSE jako OSP działającego w ramach modelu rynku opartego na centralnym dysponowaniu, odpowiedniej dostępności zdolności wytwórczych i rezerw wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym oraz na fakt, że PSE nie zakupują rezerw operacyjnych przed procesem łączenia rynków, narzucanie ograniczeń maksymalnej wielkości importu i eksportu w procesie łączenia rynków – jeśli jest konieczne – stanowi najbardziej efektywny sposób pogodzenia bezpieczeństwa systemu z możliwościami handlowymi. Efektem tego podejścia jest co najmniej ten sam poziom zdolności wytwórczych uczestniczących w handlu transgranicznym jak w przypadku systemów samodysponowania, gdzie rezerwy są kupowane z wyprzedzeniem przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie lub OSP, więc nie uczestniczą one również w handlu transgranicznym. Ponadto umożliwia to uniknięcie konkurencji między OSP a uczestnikami rynku o zasoby wytwórcze.

Należy podkreślić, że ograniczenia bilansowania stosowane w Polsce nie będą miały wpływu na zdolność żadnego kraju CCR Baltic do wymiany energii, ponieważ ograniczenia te wpływają tylko na polski eksport i/lub import. Zatem tranzyt przez Polskę będzie możliwy w przypadku zastosowania ograniczeń bilansowania.

### **Wpływ ograniczeń bilansowania na sąsiednie CCR**

Ograniczenia bilansowania ustala się dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co oznacza, że mają one zastosowanie jednocześnie dla wszystkich CCR, w których PSE ma co najmniej jedną granicę (tj. Core, Baltic i Hansa).

Należy podkreślić, że to rozwiązanie sprawdziło się jako najbardziej efektywne zastosowanie ograniczeń alokacji. Uwzględnienie ograniczeń alokacji oddzielnie dla każdego CCR wymagałoby rozbicia przez PSE globalnych ograniczeń alokacji na wartości częściowe związane z poszczególnymi CCR, co byłoby mniej efektywne niż utrzymanie wartości globalnej. Ponadto w godzinach, kiedy Polska nie jest w stanie przyjąć więcej mocy z zewnątrz wskutek niedotrzymania minimalnych wymagań dotyczących zdolności wytwórczych do regulacji w dół lub kiedy Polska nie jest w stanie eksportować więcej mocy wskutek niewystarczających rezerw zdolności wytwórczych do regulacji w górę, polska infrastruktura przesyłowa może nadal być – i w istocie jest – oferowana na potrzeby tranzytu, zwiększając tym samym możliwości handlowe i korzyści społeczne wszystkich właściwych CCR.

### **Okresy, do których stosuje się ograniczenia bilansowania**

Jak wspomniano powyżej, ograniczenia bilansowania ustala się w ciągłym procesie dla

każdego horyzontu czasowego alokacji, dzięki czemu mają one zastosowanie do wszystkich podstawowych okresów handlowych danego dnia alokacji.

**Dlaczego te ograniczenia alokacji nie mogą być efektywnie przełożone na zdolności przesyłowe oferowane rynkowi na poszczególnych granicach**

Stosowanie ograniczeń alokacji zdolności przesyłowych ma na celu zapewnienie efektywności ekonomicznej mechanizmu łączenia rynków na tych połączeniach wzajemnych, spełniając przy tym wymagania dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Gdyby warunki wytwarzania opisane powyżej miały być odzwierciedlone w zdolnościach przesyłowych oferowanych przez PSE w formie odpowiednich korekt zdolności przesyłowych na granicach, oznaczałoby to, że PSE musiałyby odgadywać najbardziej prawdopodobny kierunek rynku (import i/lub eksport na poszczególnych połączeniach wzajemnych) i odpowiednio zmniejszać międzyobszarowe zdolności przesyłowe w tych kierunkach. W podejściu NTC musiałyby to odbywać się w formie zmniejszenia ATC na każdej granicy. Jednak z punktu widzenia uczestników rynku ze względu na wewnętrzne niepewności wyników rynku takie podejście jest obciążone ryzykiem nieoptymalnego rozkładu ograniczeń alokacji na poszczególne połączenia wzajemne – przeszacowanych na jednym połączeniu wzajemnym i niedoszacowanych na drugim lub odwrotnie. W konsekwencji stosowanie ograniczeń alokacji w celu usunięcia ogólnych ograniczeń bilansowania po stronie polskiej w fazie alokacji umożliwia najbardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury przesyłowej, tj. w sposób w pełni zgodny z różnicami cen na poszczególnych rynkach.