

**Wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności
przesyłowych dla regionu wyznaczania zdolności
przesyłowych Hansa zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia
Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r.
ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności
przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi**

26 kwietnia 2021 r.

Spis treści

ZWAŻYWSZY, ŻE	3
Artykuł 1 Przedmiot i zakres	5
Artykuł 2 Definicje	5
Artykuł 3 Zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych	6
Rozdział 1 Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	7
Artykuł 4 Opis matematyczny	7
Artykuł 5 Metoda wyboru krytycznych elementów sieci oraz zasady unikania zbędnego dyskryminowania między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi	10
Artykuł 6 Metoda wyznaczania marginesu niezawodności przesyłu (TRM)	11
Artykuł 7 Metoda wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych	11
Artykuł 8 Metodyka dotycząca ograniczeń alokacji	12
Artykuł 9 Metoda wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania	13
Artykuł 10 Metoda wyznaczania działań zaradczych uwzględnianych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych	13
Artykuł 11 Zasady uwzględniania wcześniej alokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia następnego	14
Rozdział 2 Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego	14
Artykuł 12 Opis matematyczny	14
Artykuł 13 Częstotliwość ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego	17
Artykuł 15 Zasady uwzględniania wcześniej alokowanych międzystrefowych zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia bieżącego	17
ROZDZIAŁ 3 Przepisy wspólne mające zastosowanie zarówno dla przedziału czasowego dnia bieżącego, jak i dnia następnego	18
Artykuł 16 Metoda weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych	18
Artykuł 17 Zasady dzielenia zdolności krytycznych elementów sieci w zakresie przepływów mocy	19
Artykuł 18 Rezerwowe wyznaczenie zdolności przesyłowej	19
ROZDZIAŁ 4 Postanowienia końcowe	19
Artykuł 19 Wdrożenie	19
Artykuł 20 Język	20
Załącznik 1 Uzasadnienie wykorzystania i metodologia obliczania ograniczeń alokacji w PSE zgodnie z art. 8 ust. 3 ...	20

OPERATORZY SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH REGIONU WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH HANSA, MAJĄC NA UWADZE, CO NASTĘPUJE:

ZWAŻYWSZY, ŻE

- (1) Niniejszy dokument stanowi wspólny wniosek operatorów systemów przesyłowych (zwanych dalej „OSP”) regionu wyznaczania zdolności przesyłowych (dalej „CCR”) Hansa, opisanego w decyzji ACER¹.
- (2) Niniejsza wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych (dalej zwana „CCM”) dla CCR Hansa uwzględnia podstawowe zasady i cele określone w rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (dalej zwanym „rozporządzeniem CACM”), rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (dalej zwanym „rozporządzeniem SO”), w rozporządzeniu (WE) nr 2019/943 Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej ² (dalej zwanym „rozporządzeniem (WE) nr 2019/943”), a także w decyzji Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie odstępstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943³.
- (3) Celem rozporządzenia CACM jest koordynacja i harmonizacja wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych w przedziale czasowym rynku dnia następnego i przedziale czasowym rynku dnia bieżącego.
- (4) Niniejsza CCM wymagana jest zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia CACM:
„Najpóźniej 10 miesięcy od zatwierdzenia wniosku dotyczącego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 15 ust. 1 wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych składają wniosek dotyczący wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w ramach odpowiedniego regionu. ...” Niniejsza CCM podlega konsultacjom zgodnie z art. 12 rozporządzenia CACM.
- (5) Niniejsza CCM obejmuje wszystkie wymagania określone w art. 21 ust. 1, 2 i 3 rozporządzenia CACM.
- (6) Zgodnie z art. 14 ust. 1 i art. 14 ust. 2 rozporządzenia CACM wszyscy OSP wyznaczają międzyobszarowe zdolności przesyłowe co najmniej dla przedziału czasowego dnia następnego i przedziału czasowego dnia bieżącego. Ponadto, zgodnie z art. 14 ust. 1 i art. 14 ust. 1 wymagane jest wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla każdego podstawowego okresu handlowego.
- (7) CCM dla CCR Hansa przyczynia się do realizacji celów artykułu 3 rozporządzenia CACM i w żaden sposób nie utrudnia ich osiągnięcia.
- (8) CCM dla CCR Hansa opiera się na metodzie skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych netto⁴ (Coordinated Net Transfer Capacity – CNTC) ściśle powiązanych z sąsiednimi CCR⁵. Ponieważ granice obszarów rynkowych CCR Hansa, w tym granica obszaru prądu przemiennego (dalej zwanego „AC”) Niemcy-Dania Zachodnia, są połączeniami radialnymi, metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA nie jest bardziej efektywna od proponowanego podejścia CNTC, zakładając ten

¹ Określona przez ACER definicja regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR) z dnia 17 listopada 2016 r. (załącznik I do decyzji CCR) http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf

² [błąd w dokumencie źródłowym; prawdopodobna poprawna nazwa: 05 czerwca 2019 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej - przyp. tłum.]

³ Decyzja Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie przyznania Republice Federalnej Niemiec i Królestwu Danii odstępstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2123&qid=16082005544>

⁴ CNTC rozumie się jako metodę wyznaczania NTC, w ramach której dokonuje się koordynacji poprzez zastosowanie wspólnego modelu sieci i obliczeń wykonanych przez podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych.

⁵ Jako sąsiednich CCR rozumie się CCR Nordic i CCR Core z perspektywy CCR Hansa dla celów tej CCM.

sam poziom bezpieczeństwa pracy w regionie Hansa. Zgodnie z art. 20 ust. 7 rozporządzenia CACM OSP CCR Hansa w odrębnym wniosku wykazali efektywność metody CNTC w porównaniu do podejścia FBA. Wniosek ten został przedłożony krajowym organom regulacyjnym (dalej zwanych „NRA”) CCR Hansa wraz z niniejszą CCM.

- (9) CCM dla CCR Hansa zapewnia optymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych, ponieważ bazuje na metodach wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA opracowywanych jednocześnie w CCR Nordic i CCR Core w celu odwzorowania ograniczeń w sieciach AC. *[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]*

[strona 4 z 25]

W ten sposób wykorzystanie zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych CCR Hansa i sieci AC jest w pełni zintegrowane, co zapewnia uczciwą konkurencję w warunkach niedoboru zdolności przesyłowych oraz optymalne wykorzystanie systemu. Nie ma określonego z góry, statycznego podziału zdolności przesyłowych krytycznych elementów sieci, zaś przepływy przez połączenia wzajemne CCR Hansa optymalizowane są w oparciu o względy efektywności ekonomicznej w fazie alokacji zdolności przesyłowych.

- (10) CCM dla CCR Hansa traktuje jednakowo wszystkie granice obszarów rynkowych w CCR Hansa i sąsiednich CCR oraz zapewnia niedyskryminacyjny dostęp do międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Stwarza podstawę zapewnienia sprawiedliwego i uporządkowanego rynku oraz sprawiedliwego i prawidłowego kształtowania cen poprzez wdrożenie pragmatycznego rozwiązania CCM, które jest zintegrowane z metodami sąsiednich CCR.
- (11) CCM dla CCR Hansa będzie mieć w pełni zastosowanie w sytuacji wdrożenia mechanizmu zaawansowanego hybrydowego łączenia rynków (Advanced Hybrid Coupling – „AHC”) przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA w CCR Nordic i CCR Core zgodnie z wnioskami tych dwóch regionów dotyczącymi CCM w oparciu o podejście FBA. Zastosowanie mechanizmu AHC zapewnia traktowanie granic obszarów rynkowych CCR Hansa na równi z granicami obszarów rynkowych w metodach wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA sąsiednich CCR.
- (12) CCM dla CCR Hansa korzysta z proponowanych metod wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA z sąsiednich CCR, zapewniając przy tym pełną przejrzystość wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych. To z kolei prowadzi do lepszego zrozumienia przez uczestników rynku oraz poprawy przejrzystości i niezawodności informacji w porównaniu do dostępnych obecnie na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa.
- (13) CCM dla CCR Hansa przewiduje stopniową implementację w przypadku, gdy CCR Nordic oraz CCR Core wdrożą AHC. W przypadku gdy AHC nie zostanie jeszcze wdrożone w którymkolwiek z sąsiadujących CCR lub CCM w oparciu o podejście FBA sąsiadujących CCR nie zawierają wyboru/zestawienia krytycznych elementów sieci (CNE) mających znaczenie dla wymian CCR Hansa, poprawiony proces wyznaczania zdolności przesyłowych granic obszarów rynkowych CCR Hansa, zgodnie z art. 19 ust.4, będzie kontynuowany dopóki AHC oraz zestawienie krytycznych elementów sieciowych CCR Hansa nie zostaną zaimplementowane w obu sąsiednich CCR. Powoduje to również, iż poprawiony proces wyznaczania zdolności przesyłowych będzie także kontynuowany na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa, gdy CCR Core wdroży mechanizm standardowego hybrydowego łączenia rynków (Standard Hybrid Coupling – „SHC”). Podczas implementacji SHC przewidywane przepływy na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa brane są pod uwagę w dostępnych rezerwach na krytycznych elementach sieci w podejściu FBA w ramach CCR Core, które jest mniej skuteczna niż wdrożenie AHC, gdzie nie jest to wymagane.
- (14) Dzięki metodzie CCM dla CCR Hansa uwarunkowanej stosowaniem mechanizmu AHC w sąsiednich CCR Nordic i CCR Core, po jej wdrożeniu nie będzie nieuzasadnionej dyskryminacji między przepływami transgranicznymi w CCR Hansa i sąsiednich CCR. Zapewni ona również brak nieuzasadnionej dyskryminacji między granicami obszarów rynkowych w ramach CCR Hansa.
- (15) CCM dla CCR Hansa nie powoduje negatywnych skutków dla rozwoju metod wyznaczania zdolności przesyłowych w sąsiednich CCR i może ewoluować dynamicznie wraz z przyszłym rozwojem i łączeniem CCR. Zatem CCM dla CCR Hansa nie utrudnia efektywnej, długoterminowej eksploatacji w CCR Hansa i/lub sąsiednich CCR oraz rozwoju europejskiego systemu przesyłowego w Unii Europejskiej.

- (16) Dzięki zgodności CCM dla CCR Hansa z proponowanymi metodami wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA w sąsiednich CCR wybór, uwzględnienie i uzasadnienie odpowiednich krytycznych elementów sieci i zdarzeń awaryjnych, dostosowanie przepływów mocy na krytycznych elementach sieci ze względu na działania zaradcze, jak również matematyczny opis wyznaczania współczynników rozptyłu energii elektrycznej oraz wyznaczanie dostępnych rezerw na krytycznych elementach sieci dla sąsiednich sieci prądu przemiennego są uwzględnione w CCM sąsiednich CCR.
- (17) Art. 27 ust. 2 rozporządzenia CACM stwierdza, że CCR Hansa ustanawia podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych (Coordinated Capacity Calculator, zwany dalej „CCC”) najpóźniej cztery miesiące od daty podjęcia decyzji w sprawie metod wyznaczania zdolności przesyłowych, o których mowa w art. 20 i 21 rozporządzenia CACM. CCC odpowiada za wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych z wykorzystaniem w niniejszej CCM.
- (18) CCM dla CCR Hansa jest dostosowana do art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943, który stanowi, że operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zarządzenia ograniczeniom przesyłowemu w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. *[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]*

[strona 5 z 25]

Uznaje się to za spełnione, jeżeli co najmniej 70% zdolności przesyłowej odpowiadającej limitom bezpieczeństwa pracy po odliczeniu zdarzeń losowych w sposób określony zgodnie z rozporządzeniem CACM jest dostępnych do obrotu międzyobszarowego.

Decyzja Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie odstępstwa w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak zgodnie z art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 stanowi, że ten minimalny odsetek nie będzie miał zastosowania do całkowitych zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych w ramach KF CGS. Minimalny odsetek powinien mieć zastosowanie tylko do zdolności pozostałych po odliczeniu całkowitych oczekiwanych zdolności wymaganych do przesyłu na ląd wytworzonej energii z farm wiatrowych przyłączonych do systemu KF („pozostałe zdolności”). Wyjątek dotyczący hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak jest przedmiotem niniejszej CCM.

NINIEJSZYM SKŁADAJĄ NASTĘPUJĄCĄ WSPÓLNĄ METODĘ SKOORDYNOWANEGO WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH DLA CCR HANSA:

[strona 6 z 25]

Artykuł 1 Przedmiot i zakres

1. Zgodnie z wymogiem art. 20 ust. 2 rozporządzenia CACM wszyscy OSP w każdym CCR składają CCM w ramach odpowiedniego regionu.
2. Niniejszy dokument ustanawia wspólną skoordynowaną CCM dla wszystkich granic obszarów rynkowych CCR Hansa.

Artykuł 2 Definicje

1. Do celów metody CCM terminy użyte w niniejszym dokumencie przyjmują znaczenie opisane w definicjach zawartych w art. 2 rozporządzenia CACM, rozporządzeniu (UE) 2019/943, rozporządzeniu (UE) 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej oraz decyzji Komisji (EU)

2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie przyznania odstępstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak.

Dodatkowo, w niniejszej CCM zastosowanie mają następujące definicje:

- a. Zdolności przesyłowe netto (NTC) to maksymalna łączna wymiana między dwoma sąsiednimi obszarami rynkowymi zgodna ze standardami bezpieczeństwa i uwzględniająca niepewności techniczne w zakresie przyszłych warunków pracy sieci: $NTC = TTC - TRM$. W przypadku, gdy margines niezawodności przesyłu (TRM) wynosi zero, wartość NTC jest równa całkowitym zdolnościom przesyłowym (TTC).
 - b. Zaawansowane hybrydowe łączenie rynków (AHC) to rozwinięcie metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA, odwzorowujące bardziej szczegółowe modelowanie wpływu linii wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC) na przepływy w sieci prądu przemiennego i umożliwiające konkurowanie granic obszarów rynkowych NTC w warunkach niedoboru zdolności przesyłowych na obszarze stosowania podejścia FBA i odwrotnie, umożliwiając tym samym ekonomiczną optymalizację przepływów na granicach obszarów rynkowych NTC na równych warunkach z przepływami na obszarze stosowania podejścia FBA. Zaawansowane hybrydowe łączenie rynków używane będzie również do reprezentowania wymian między obszarami rynkowymi DK1-DE/LU, biorąc pod uwagę radialną topologię, wykorzystując metody o podejściu FBA.
 - c. Dostępne zdolności przesyłowe (ATC) są miarą zdolności przesyłowych pozostałych do dyspozycji w fizycznej sieci przesyłowej na potrzeby dalszych operacji handlowych powyżej wielkości już zarezerwowanych do wykorzystania: $ATC = NTC - AAC$. W przypadku, gdy wielkość alokowanych zdolności przesyłowych (AAC) wynosi zero, ATC równa się NTC.
 - d. Połączenie wzajemne CCR Hansa jest radialną linią(-iami) stałoprądową(-owymi) lub połączeniem radialnych linii AC pomiędzy powiązаныmi sieciami AC po obu stronach granicy obszarów rynkowych.
 - e. Krytyczny element sieci (CNE) to element sieci, na który znacząco wpływają wymiany międzyobszarowe. Elementem tym może być linia napowietrzna, linia kablowa lub transformator.
2. W niniejszej CCM, o ile z kontekstu nie wynika inaczej:
- a. liczba pojedyncza wskazuje również liczbę mnogą i odwrotnie,
 - b. nagłówki dodaje się wyłącznie dla wygody i nie mają one wpływu na interpretację CCM,
 - c. odniesienia do „artykułu” są, o ile nie zaznaczono inaczej, odniesieniami do jednego z artykułów niniejszego dokumentu CCM,
 - d. wszystkie odniesienia do ustawodawstwa, rozporządzeń, dyrektyw, zarządzeń, instrumentów, kodeksów i wszelkich innych aktów prawnych obejmują wszelkie modyfikacje, przedłużenia lub ponowne wprowadzenie w życie danego dokumentu.

Artykuł 3

[strona 7 z 25]

Zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. Podejście oparte na wyznaczaniu zdolności przesyłowych dla CCR Hansa powinno być zgodne z podejściem opartym na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto (CNTC).
2. OSP CCR Hansa zapewniają dostateczną listę CNE dla CCC, zgodnie z art. 5, przed upływem terminu dla dnia następnego oraz dnia bieżącego.

3. OSP CCR Hansa zapewniają CCC, zgodnie z art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM, przed upływem terminu dla dnia następnego oraz dnia bieżącego następujące dane dla każdego podstawowego okresu handlowego (MTU):
 - a. Parametry wejściowe, zawierające wskaźnik dyspozycyjności urządzeń, obciążalność termiczną CNE oraz współczynnik strat w celu wyznaczenia całkowitych zdolności przesyłowych (TTC) zgodnie z opisem matematycznym zawartym w art. 4 oraz art. 12;
 - b. Granice bezpieczeństwa pracy oraz zdarzenia awaryjne, zgodnie z art. 7;
 - c. Ograniczenia alokacji, zgodnie z art. 8;
 - d. TRM, zgodnie z art. 6;
 - e. Współczynniki zmiany wytwarzania (GSK), zgodnie z art. 9; oraz
 - f. Dostępne działania zaradcze, zgodnie z art. 10.
4. OSP CCR Hansa, lub podmiot działający w ich imieniu, powinien dostarczyć do CCC, dla każdego MTU, alokowane i nominowane zdolności przesyłowe, bez zbędnej zwłoki, zgodnie z art. 11 oraz art. 15.
5. Opierając się na danych dostarczonych przez OSP CCR Hansa, CCC wykonuje wyznaczenie zdolności przesyłowych dla każdej granicy obszaru rynkowego w obu kierunkach, zgodnie z opisem matematycznym zawartym w art. 4 oraz art. 12.
6. W przypadku, gdy na granicy obszarów rynkowych CCR Hansa istnieje więcej niż jedno połączenie wzajemne, międzyobszarowe zdolności przesyłowe powinny być zsumowane w celu wyznaczenia całkowitych międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla granic obszarów rynkowych CCR Hansa.
7. W przypadku, gdy wyznaczenie zdolności przesyłowych nie może być wykonane przez CCC CCR Hansa, zastosowanie ma rezerwowe wyznaczenie zdolności przesyłowych, zgodnie z art. 18.
8. CCC powinien przekazać obliczone zdolności przesyłowe do OSP CCR Hansa w celu weryfikacji, zgodnie z zasadami opisanymi w art. 16.
9. Zgodnie z art. 46 oraz art. 58 rozporządzenia CACM, CCC powinien dostarczyć zweryfikowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe oraz ograniczenia alokacji do wyznaczonego NEMO przed terminem dnia następnego oraz dnia bieżącego.

Rozdział 1

Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego

Artykuł 4

Opis matematyczny

1. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania dostępnych zdolności przesyłowych na liniach stałoprądowych (DC) między obszarami rynkowymi. Zdolności przesyłowe powinny być wyznaczane dla obu kierunków, $A \rightarrow B$ i $B \rightarrow A$.

[strona 8 z 25]

$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ na linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ wyznacza się według wzoru:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B} + AAC_{i,B \rightarrow A}$$

Gdy linia DC nie pracuje ($TTC = 0$) z powodu planowego lub nieplanowego wyłączenia:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

Gdzie:

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:=	Dostępne zdolności przesyłowe na linii prądu stałego „i” w kierunku A→B, udostępnione rynkowi dnia następnego.
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:=	Całkowita zdolność przesyłowa (TTC) linii prądu stałego „i” w kierunku A→B. TTC odpowiada jedynie pełnej zdolności linii prądu stałego, w przypadku braku awarii na połączeniu wzajemnym (międzysystemowym) CCR Hansa, w tym na stacjach przekształtnikowych.

TTC dla linii prądu stałego „i” określa się w następujący sposób:

$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,maks. cieplna} * (1 - \beta_{i,strata,A \rightarrow B})$		
$AAC_{i,A \rightarrow B}$:=	Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku A→B zgodnie z art. 11
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:=	Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku B→A zgodnie z art. 11
α_i	:=	Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{i,maks. cieplna}$:=	Moc cieplna dla linii prądu stałego „i”.
$\beta_{i,strata,A \rightarrow B}$:=	Współczynnik strat w przypadku bezpośredniego działania na straty sieci na linii prądu stałego „i” w kierunku A→B może być inną wartością w zależności od α_i . W przypadku ukrytej obsługi strat współczynnik strat przyjmuje wartość zero, ale uwzględniony jako ograniczenie alokacji zgodnie z art. 8.

2. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania dostępnych zdolności przesyłowych na liniach stałoprądowych (AC) między obszarami rynkowymi. Zdolności przesyłowe powinny być wyznaczane dla obu kierunków, A→B i B→A.

$ATC_{AC, A \rightarrow B}$ na granicy obszaru rynkowego, która jest połączona liniami prądu przemiennego w kierunku A→B, oblicza się w następujący sposób:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B} + AAC_{B \rightarrow A}$$

W przypadku, gdy linia stałoprądowa (DC) nie pracuje ($TTC = 0$) ze względu na planowe lub nieplanowe wyłączenie:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = 0 \text{ gdzie}$$

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
$ATC_{AC, A \rightarrow B}$:=	Dostępne zdolności przesyłowe na linii prądu stałego „i” w kierunku A→B, udostępnione rynkowi dnia następnego.

[strona
9 z 25]

$TTC_{A \rightarrow B}$:=	Całkowita zdolność przesyłowa granicy obszaru rynkowego w kierunku A→B. TTC wyznacza się w następujący sposób: <ol style="list-style-type: none">1. Wykonanie obliczeń przepływu obciążenia przy użyciu CGM i GSK zgodnie z art. 9.2. Przy ocenie obciążenia poszczególnych obwodów połączenia międzysystemowego CCR Hansa i uwzględnieniu kryterium bezpieczeństwa N-1 procesy z pkt 3 i 4 powtarza się z wyłączeniem każdego z obwodów na połączeniu międzysystemowym
-------------------------	----	--

CCR Hansa, gdzie minimalna TTC dla każdego z połączeń międzysystemowych CCR Hansa i w każdym kierunku jest ustawiana jako TTC w danym kierunku.

3. Wykorzystanie GSK do zwiększenia pozycji netto obszaru rynkowego A przy jednoczesnym zmniejszeniu pozycji netto obszaru rynkowego B w równych ilościach, dopóki obwód lub wiele obwodów łącznika międzysystemowego CCR Hansa nie osiągnie stałego dopuszczalnego obciążenia cieplnego. TTC jest wówczas równa maksymalnej wymianie pomiędzy obszarami rynkowymi.
4. Proces opisany w punkcie 3 powtarzany jest w przeciwnym kierunku w celu wyznaczenia TTC w kierunku B do A.

$TRM_{A \rightarrow B} :=$ Margines niezawodności zdolności przesyłowych dla obszaru rynkowego w kierunku A \rightarrow B zgodnie z art. 6.

$AAC_{A \rightarrow B} :=$ Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku A \rightarrow B zgodnie z art. 11.

$AAC_{B \rightarrow A} :=$ Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla obszaru rynkowego w kierunku B \rightarrow A zgodnie z art. 11

3. Poniższy opis matematyczny dotyczy wyłącznie obliczeń ATC na hybrydowym połączeniu międzysystemowym Kriegers Flak (KF CGS), będącym jednocześnie przyłączem sieciowym morskiej farmy wiatrowej (MFW) pomiędzy DK2-DE/LU.

$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ na KF CGS w kierunku od DE/LU \rightarrow DK2 oblicza się w następujący sposób:

$$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{maks.\ cieplna, DE}}{1 + Strata_{DE} + Strata_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE\ Farma}^{wiatrowa}, P_{maks.\ cieplna, DE} \times Strata_{DE})}{1 + Strata_{XB}}, \frac{P_{maks.\ cieplna, DE}}{1 + Strata_{XB}}, \frac{P_{maks.\ cieplna, XB}}{1 + Strata_{XB}}, P_{maks.\ cieplna, DK} - AAC_{DK\ Farma}^{wiatrowa} \right) - AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} \right)$$

$ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ na KF CGS w kierunku DK2 (DE \rightarrow LU) oblicza się w następujący sposób:

$$ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{maks.\ cieplna, DK}}{1 + Strata_{DK}} + \min(AAC_{DK\ Farma}^{wiatrowa}, P_{maks.\ cieplna, DK} \times Strata_{DK}), \frac{P_{maks.\ cieplna, DK}}{1 + Strata_{XB}}, \frac{P_{maks.\ cieplna, DE} - AAC_{DE\ Farma}^{wiatrowa}}{1 - Strata_{XB}}, \frac{P_{maks.\ cieplna, DE} - AAC_{DE\ Farma}^{wiatrowa}(1 - Strata_{DE})}{1 - Strata_{XB} - Strata_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} + AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} \right)$$

[strona 10 z 25]

Gdy KF CGS nie jest używany ($P_{maks.\ cieplna, DK}$, $P_{maks.\ cieplna, DE}$ lub $P_{maks.\ cieplna, XB}$ są równe zero) z powodu planowanego lub nieplanowanego wyłączenia:

$$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} = 0$$

$$ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} = 0$$

Gdzie:

DE	:= Obszar rynkowy DE/LU.
DK	:= Obszar rynkowy DK2.
$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= Dostępne zdolności przesyłowe na KF CGS w kierunku DE/LU \rightarrow DK2 udostępnione rynkowi dnia następnego.
$AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla KF CGS dla kierunku DE/LU \rightarrow DK2 zgodnie z art. 11.
$AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla KF CGS w kierunku DK2 \rightarrow DE/LU zgodnie z art. 11.
$AAC_{DE\ Farma\ wiatrowa}$:= Spodziewane wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych (OWF) z prognoz OSP będącego częścią obszaru rynkowego DE/LU oraz podłączonego do KF CGS zgodnie z art. 11.
$AAC_{DK\ Farma\ wiatrowa}$:= Spodziewane wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych (OWF) z prognoz OSP będącego częścią obszaru rynkowego DK2 oraz podłączonego do KF CGS zgodnie z art. 11.
$CP_{OWF, DE}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DE/LU do KF CGS.
$CP_{OWF, DK}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DK2 do KF CGS.
$Strata_{DE}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DE/LU i $CP_{OWF, DE}$
$Strata_{XB}$:= straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia w $CP_{OWF, DK}$ i $CP_{OWF, DE}$
$Strata_{DK}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DK2 i $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowanych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{maks.\ cieplna, DE}$:= Obciążalność termiczna dla sekcji linii od obszaru rynkowego DE/LU do $CP_{OWF, DE}$
$P_{maks.\ cieplna, XB}$:= Moc cieplna odcinka linii od $CP_{OWF, DK}$ do $CP_{OWF, DE}$
$P_{maks.\ cieplna, DK}$:= Obciążalność termiczna dla odcinka linii od obszaru rynkowego DK2 do $CP_{OWF, DK}$

Artykuł 5

Metoda wyboru krytycznych elementów sieci oraz zasady unikania zbędnego dyskryminowania między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi

1. Każdy OSP CCR Hansa musi opracować listę CNE swojego obszaru regulacyjnego opartą na doświadczeniu operacyjnym oraz topologii swojej sieci. CNE brane pod uwagę podczas wyznaczania zdolności przesyłowych CCR Hansa muszą być częścią połączenia wzajemnego CCR Hansa.
2. CNE znajdujące się w sieciach AC sąsiadujących z połączeniami wzajemnymi CCR Hansa odzwierciedlających interakcje przepływów między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa a sieciami AC, określane są w parametrach FBA CCR Nordic oraz CCR Core zgodnie z ich odpowiednimi metodami wyboru krytycznych elementów sieci oraz zasadami unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi. *[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]*

[strona 11 z 25]

3. Zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) pkt (ii) zasada unikania nieuzasadnionej dyskryminacji zawiera tylko połączenia wzajemne CCR Hansa w wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa, w wyniku czego nie występuje żadna dyskryminacja między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi.

Artykuł 6

Metoda wyznaczania marginesu niezawodności przesyłu (TRM)

1. Metoda wyznaczania TRM dotyczy wyłącznie linii granicznych AC w CCR Hansa.
2. Metoda wyznaczania TRM bazuje na zasadach obliczania rozkładu prawdopodobieństwa odchyłek pomiędzy przewidywanymi przepływami w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a zaobserwowanymi przepływami w czasie rzeczywistym i następnie określa niepewności, które muszą zostać wzięte pod uwagę podczas wyznaczania zdolności przesyłowych.
3. Zgodnie z art. 22 ust. 2 rozporządzenia CACM, metoda wyznaczania TRM uwzględnia niezamierzone odchylenia fizycznych przepływów spowodowane dostosowaniem przepływów wewnątrz oraz między obszarami regulacyjnymi i niezamierzone odchylenia przepływów, które mogą wystąpić pomiędzy przedziałami czasowymi wyznaczania zdolności przesyłowych a czasem rzeczywistym. Aktywacja działań zaradczych nie jest uważana za źródło niepewności, które powinno być uwzględnione w TRM.
4. Proces wyznaczania TRM składa się z następujących kroków:
 - a. Identyfikacja źródeł niepewności dla każdego procesu wyznaczania TTC. Wyznaczanie TTC jest oparte na CGM, zawierającym założenia wymian transgranicznych pomiędzy podmiotami trzecimi a prognozami wytwarzania ze źródeł wiatrowych oraz wytwarzania ze źródeł słonecznych, które mają wpływ na wytwarzanie oraz rozkład obciążenia jak również topologię sieci;
 - b. Wyprowadzenie niezależnych szeregów czasowych dla każdej niepewności i wyznaczenie rozkładów prawdopodobieństwa (PD) dla poszczególnych szeregów czasowych. Ogólne szeregi czasowe zawarte w istniejących zasobach używane są jako punkt startowy. Szeregi czasowe zawierają odpowiedni okres przeszłości w celu pozyskania znaczących i reprezentatywnych ilości danych;
 - c. Splot poszczególnych rozkładów prawdopodobieństwa i wyprowadzenie wartości TRM z rozkładu splotowego. Z rozkładu splotowego bierze się 90. percentyl.
5. Dane wejściowe do procesu wyznaczania TRM zgodnie z art. 6 ust. 4 lit. a) muszą być skoordynowane i wspólnie zatwierdzone przez zaangażowanych OSP CCR Hansa w celu zapewnienia zharmonizowanego podejścia wyprowadzania marginesu niezawodności z rozkładu prawdopodobieństwa zgodnie z art. 22 ust. 3 rozporządzenia CACM.
6. TRM będzie aktualizowany regularnie przynajmniej raz do roku przez OSP CCR Hansa lub przez wyznaczonego CCC.

Artykuł 7

Metoda wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych

1. Zgodnie z art. 23 ust. 1 rozporządzenia CACM, OSP CCR Hansa muszą przestrzegać granic bezpieczeństwa pracy wykorzystywanych w analizie bezpieczeństwa pracy zgodnej z art. 72 rozporządzenia SO. Granice bezpieczeństwa pracy wykorzystywane we wspólnym wyznaczaniu zdolności przesyłowych są tożsame z tymi wykorzystywanymi w analizach bezpieczeństwa pracy, dlatego dodatkowe opisy zgodne z art. 23 ust. 2 nie są wymagane. OSP CCR Hansa muszą przestrzegać dopuszczalnych granic bezpiecznej pracy sieci, takich jak ograniczenia termiczne, ograniczenia napięcia, ograniczenia prądu zwarciowego, ograniczenia częstotliwości i stabilności dynamicznej.
2. W procesie wyznaczania TTC opisanym w art. 4 dla przedziału czasowego dnia następnego i art. 12 dla przedziału czasowego dnia bieżącego uwzględnia się ograniczenia termiczne połączeń CNE CCR Hansa.
3. Oczekuje się, że granice bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe elementów sieci AC sąsiadujących z CNE CCR Hansa, odzwierciedlające interakcje przepływu między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa i sieciami prądu zmiennego, będą uwzględnione w parametrach CCR Nordic i CCR Core opartych na podejściu FBA.
[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]

4. OSP CCR Hansa mogą indywidualnie oszacować granice bezpieczeństwa pracy, które nie mogą znaleźć odzwierciedlenia w parametrach opartych na podejściu FBA sąsiednich CCR, w tym między innymi: limity stabilności napięcia, limity zwarć i dynamiczne limity stabilności, zgodnie z postanowieniami art. 8 ust.1.

Artykuł 8

Metodyka dotycząca ograniczeń alokacji

1. Zgodnie z art. 23 ust. 3 lit. a) lub b) rozporządzenia CACM, OSP CCR Hansa mogą zastosować, poza ograniczeniami przepływu mocy czynnej na połączeniach międzysystemowych CCR Hansa, ograniczenia alokacji podczas fazy alokacji zdolności przesyłowych, które są potrzebne do utrzymania systemu przesyłowego w ramach granic bezpieczeństwa pracy systemu, które nie mogły być przełożone efektywnie na maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci lub ograniczenia mające na celu zwiększenie nadwyżki ekonomicznej, przy uwzględnieniu następujących warunków:
 - a. Produkcja w obszarach rynkowych powyżej danego minimalnego poziomu produkcji;
 - b. Łączny import lub eksport z jednego obszaru rynkowego do innych sąsiednich obszarów rynkowych ograniczony celem zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw wytwórczych wymaganego do zapewnienia bezpiecznej pracy system.
 - c. Maksymalna zmiana przepływu na liniach stałoprądowych (DC) między podstawowymi okresami handlowymi (ograniczenia zmian przesyłanej mocy); d. Niejawne współczynniki strat na liniach stałoprądowych (DC).
2. Na podstawie art. 8 ust. 1 lit. a) minimalny poziom produkcji może być potrzebny do zapewnienia w obszarze rynkowym w celu zagwarantowania minimalnej liczby generatorów pracujących w systemie, które są w stanie dostarczyć moc bierną potrzebną do utrzymania napięcia lub zapewnić wystarczającą inercję, aby zapewnić stabilność dynamiczną.
3. Na podstawie art. 8 ust. 1 lit. b) OSP CCR Hansa mogą wykorzystywać ograniczenia alokacji do zapewnienia minimalnego poziomu rezerwy operacyjnej na bilansowanie w przypadku modelu centralnego dysponowania. Wprowadzone ograniczenia alokacji są dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla kierunku importu i eksportu, i zależą od przewidywanej sytuacji bilansowej. Szczegóły stosowania i metoda wyznaczania tego typu ograniczeń alokacji są określone w załączniku 1.
4. Na podstawie art. 8 ust. 1 lit. c) ograniczenia rampowania (zmian) są instrumentem operacyjnym systemu służącym do utrzymywania bezpieczeństwa systemu na potrzeby zarządzania częstotliwością. Określa maksymalną zmianę przepływów stałoprądowych (DC) oraz przepływów rynku KF CGS pomiędzy MTUs (maksymalne MW/MTU na połączenie wzajemne CCR Hansa).
5. Na podstawie art. 8 ust. 1 lit. c) w przypadku postępowania ze stratami implicit współczynnik strat implicit na liniach stałoprądowych DC podczas alokowania zdolności zapewnia, że przez linię stałoprądową (DC) nie będzie przepływu, chyba że zysk z tytułu korzyści przekroczy koszty odpowiednich strat.
6. Jeżeli jeden, kilku lub wszyscy OSP CCR Hansa planują zastosowanie jednego lub więcej ograniczeń alokacji, o których mowa w art. 8 ust. 1, na granicach obszaru rynkowego Hansa, odpowiedni OSP CCR Hansa informują uczestników rynku, pozostałych OSP CCR Hansa oraz wszystkie organy regulacyjne CCR Hansa o planowanych ograniczeniach alokacji, wraz ze szczegółowymi opisami i uzasadnieniami przedmiotowych ograniczeń alokacji, najpóźniej na 2 miesiące przed planowanym zastosowaniem tych ograniczeń alokacji.
7. OSP CCR Hansa zgłaszają statystyczne wskaźniki międzyobszarowych zdolności przesyłowych, uwzględniając ograniczenia alokacji, w stosownych przypadkach dla każdego okresu wyznaczania zdolności przesyłowych, jako część dwuletniego sprawozdania z wyznaczania zdolności przesyłowych i alokacji zgodnie z art. 31 rozporządzenia CACM. Na żądanie krajowych organów regulacyjnych w CCR Hansa, OSP CCR Hansa dostarczają dodatkowych informacji na temat ograniczeń alokacji.
8. Hipotetyczne ceny zastosowanych ograniczeń alokacji w alokacji zdolności przesyłowych powinny być rejestrowane i zgłaszane przez NEMO do OSP CCR Hansa oraz do krajowych organów regulacyjnych CCR Hansa.

9. Ograniczenia alokacji wykorzystuje się do celów alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 46 i 58 rozporządzenia CACM.

[strona 13 z 25]

Artykuł 9

Metoda wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania

1. Dla obliczeń TTC radialnych linii prądu przemiennego opisanych w art. 4 ust. 2, GSK odpowiednich obszarów rynkowych zostaną określone w CCM sąsiednich CCR przy zastosowaniu podejścia FBA. Te GSK są wykorzystywane do odwzorowania rozkładu przepływu mocy na połączeniach wzajemnych CCR Hansa w CCR Hansa.
2. Interakcje przepływów między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa, a sąsiednią siecią AC znajdującą odzwierciedlenie w odpowiednich parametrach opartych o podejście FBA sąsiednich CCR.

Artykuł 10

Metoda wyznaczania działań zaradczych uwzględnianych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych

1. Bezkosztowe działania zaradcze wykorzystuje się do optymalizacji TTC.
2. Dla KF CGS, wszelkie dostępne działania zaradcze są stosowane w celu zapewnienia, że granice bezpieczeństwa pracy systemu nie zostały naruszone w przypadkach, w których zastosowanie mają oba następujące warunki:
 - a. Oczekiwana produkcja w jednej farmie wiatrowej przekracza oczekiwany wynik rynku dnia następnego przez OSP Hansa CCR.
 - b. Całkowita zdolność przesyłowa w kierunku odpowiedniego obszaru rynkowego tej farmy wiatrowej jest wykorzystywana do przewidywanego wyniku rynkowego tej farmy wiatrowej, nominowanych długoterminowych praw przesyłowych, wymiany dnia następnego i rynku dnia bieżącego.
3. Każdy OSP CCR Hansa indywidualnie określa dostępne działania zaradcze, które mają być uwzględnione wyłącznie przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa, zgodnie z art. 25 ust. 1 rozporządzenia CACM i jest udostępniany CCC i wszystkim innym OSP zgodnie z Artykuł 29 ust. 1 rozporządzenia CACM.
4. Każdy OSP CCR Hansa zapewnia uwzględnienie działań zaradczych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych, pod warunkiem że pozostałe dostępne działania zaradcze, wraz z marginesem niezawodności, są wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego, zgodnie z art. 25 ust. 4 rozporządzenia CACM.
5. Każdy OSP CCR Hansa zapewnia, aby działania zaradcze, które należy rozważyć przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego, były takie same, zgodnie z art. 25 ust. 6 rozporządzenia CACM, z zastrzeżeniem technicznej dostępności dla każdego przedziału czasowego wyznaczanych zdolności przesyłowych.
6. Zgodnie z art. 25 ust. 2 i ust. 3 rozporządzenia CACM, OSP CCR Hansa koordynują wszelkie działania zaradcze stosowane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych z wyznaczonym CCC CCR Hansa i z każdym zainteresowanym OSP CCR Hansa. Wszyscy OSP CCR Hansa uzgadniają stosowanie działań zaradczych, które wymagają działania więcej niż jednego OSP CCR Hansa.
7. Reguła dostosowania przepływu mocy polega na tym, że CCC CCR Hansa w przypadku zastosowania działań zaradczych zgodnie z CCM dostosowuje zdolności przesyłowe na połączeniach wzajemnych CCR Hansa, w których działanie zaradcze ma wpływ w dowolnym kierunku, zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) pkt (iv) rozporządzenia CACM. 21 ust. 1 lit. b) pkt (iv) rozporządzenia CACM.

Artykuł 11

Zasady uwzględniania wcześniej alokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia następnego

1. W przedziale czasowym dnia następnego, OSP CCR Hansa uwzględniają poprzednio alokowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe (AAC) w następujący sposób:

- a. Zdolności przesyłowe alokowane dla nominowanych fizycznych praw przesyłowych (PTR).

[strona 14 z 25]

- b. Zdolności przesyłowe alokowane dla międzyobszarowej wymiany usług pomocniczych, określonych w art. 40, 41 lub 42 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195, ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (rozporządzenie EB), z wyjątkiem usług pomocniczych określonych w art. 22 ust. 2 lit. (a) rozporządzenia CACM.
 - c. Dla KF CGS, AAC_{farma wiatrowa} jest przewidywanym wytwarzaniem energii elektrycznej z turbin wiatrowych bazującym na prognozach właściwych OSP CCR Hansa.
2. AAC należy uwzględnić na rynku dnia bieżącego zgodnie z matematycznymi opisami z art. 4.

Rozdział 2

Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego

Artykuł 12

Opis matematyczny

1. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania ATC na liniach stałoprądowych (DC) między obszarami rynkowymi. Zdolności przesyłowe powinny być wyznaczone dla obu kierunków, $A \rightarrow B$ i $B \rightarrow A$.

$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ na linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ wyznacza się według wzoru:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B} + AAC_{i,B \rightarrow A}$$

Gdy linia DC nie pracuje ($TTC = 0$) z powodu planowego lub nieplanowego wyłączenia:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0 \text{ gdzie}$$

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:=	Dostępne zdolności przesyłowe na linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$, udostępnione rynkowi dnia bieżącego.
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:=	Całkowita zdolność przesyłowa linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$,. TTC odpowiada pełnej zdolności linii prądu stałego w przypadku braku awarii na połączeniu międzysystemowym CCR Hansa, w tym na stacjach przekształtnikowych.
TTC dla linii prądu stałego „i” określa się w następujący sposób:		
$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,\text{maks. cieplna}} * (1 - \beta_{i,\text{strata},A \rightarrow B})$		
$AAC_{i,A \rightarrow B}$:=	Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ zgodnie z art. 15.
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:=	Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku $B \rightarrow A$ zgodnie z art. 15.
α_i	:=	Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowanych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{i,\text{maks. cieplna}}$:=	Moc cieplna dla linii prądu stałego „i”.

$\beta_{l.strata,A \rightarrow B}$:= Współczynnik strat w przypadku bezpośredniego działania na straty sieci na linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ może być inną wartością w zależności od α_i . W przypadku ukrytej obsługi strat współczynnik strat przyjmuje wartość zero, ale uwzględniony jako ograniczenie alokacji zgodnie z art. 14.

2. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania dostępnej zdolności przesyłowej na liniach prądu przemiennego między. Zdolności przesyłowe powinny być wyznaczane dla obu kierunków, $A \rightarrow B$ i $B \rightarrow A$.

[strona 15 z 25]

$ATC_{AC, A \rightarrow B}$ na granicy obszaru rynkowego, która jest połączona liniami prądu przemiennego w kierunku $A \rightarrow B$, oblicza się w następujący sposób:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B} + AAC_{B \rightarrow A}$$

W przypadku gdy połączenie międzysystemowe prądu stałego nie pracuje ($TTC = 0$) ze względu na planowe lub nieplanowe wyłączenie:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = 0$$

Gdzie:

- A := Obszar rynkowy A.
- B := Obszar rynkowy B.
- $ATC_{AC, A \rightarrow B}$:= Dostępne zdolności przesyłowe na linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ udostępnione rynkowi dnia bieżącego.
- $TTC_{A \rightarrow B}$:= Całkowita zdolność przesyłowa granicy obszaru rynkowego w kierunku $A \rightarrow B$.
TTC wyznacza się w następujący sposób:
1. Wykonanie obliczeń przepływu obciążenia przy użyciu CGM i GSK zgodnie z art. 9.
 2. Przy ocenie obciążenia poszczególnych obwodów połączenia międzysystemowego CCR Hansa i uwzględnieniu kryterium bezpieczeństwa N-1 procesy z pkt 3 i 4 powtarza się z wyłączeniem każdego z obwodów na połączeniu międzysystemowym CCR Hansa, gdzie minimalna TTC dla każdego z połączeń międzysystemowych CCR Hansa i w każdym kierunku jest ustawiana jako TTC w danym kierunku.
 3. Wykorzystanie GSK do zwiększenia pozycji netto obszaru rynkowego A przy jednoczesnym zmniejszeniu pozycji netto obszaru rynkowego B w równych ilościach, dopóki obwód lub wiele obwodów łącznika międzysystemowego CCR Hansa nie osiągnie stałego dopuszczalnego obciążenia cieplnego. TTC jest wówczas równa maksymalnej wymianie pomiędzy obszarami rynkowymi.
 4. Proces opisany w punkcie 3 powtarzany jest w przeciwnym kierunku w celu wyznaczenia TTC w kierunku B do A.
- $TRM_{A \rightarrow B}$:= Margines niezawodności zdolności przesyłowych dla obszaru rynkowego w kierunku $A \rightarrow B$ zgodnie z art. 14.
- $AAC_{A \rightarrow B}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla linii prądu stałego „i” w kierunku $A \rightarrow B$ zgodnie z art. 15.
- $AAC_{B \rightarrow A}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla obszaru rynkowego w kierunku $B \rightarrow A$ zgodnie z art. 15

3. Poniższy opis matematyczny dotyczy wyłącznie obliczania ATC na KF CGS. Zdolności przesyłowe wyznaczone w wyniku tego opisu będą minimalnymi zdolnościami przesyłu przyznanymi rynkowi.

$ATC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK}$ na KF CGS w kierunku od DE/LU \rightarrow DK2 oblicza się w następujący sposób:

[strona 16 z 25]

$$ATC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{maks.\ cieplna,\ DE}}{1 + Strata_{DE} + Strata_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DEFarma\ wiatrowa}, P_{maks.\ cieplna,\ DE} \times Strata_{DE})}{1 + Strata_{XB}}, \right. \right. \\ \left. \left. P_{maks.\ cieplna,\ DE} \right), \frac{P_{maks.\ cieplna,\ XB}}{1 + Strata_{XB}}, P_{maks.\ cieplna,\ DK} - AAC_{DKFarma\ wiatrowa} \right) - AAC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK} + AAC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE}$$

$ATC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE}$ na KF CGS w kierunku DK2 (DE \rightarrow LU) oblicza się w następujący sposób:

$$ATC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{maks.\ cieplna,\ DK}}{1 + Strata_{DK}} + \min(AAC_{DKFarma\ wiatrowa}, P_{maks.\ cieplna,\ DK} \times Strata_{DK}), \right. \right. \\ \left. \left. P_{maks.\ cieplna,\ DK} \right), P_{maks.\ cieplna,\ XB}, \frac{P_{maks.\ cieplna,\ DE} - AAC_{DEFarma\ wiatrowa}}{1 - Strata_{XB}}, \right. \\ \left. \frac{P_{maks.\ cieplna,\ DE} - AAC_{DEFarma\ wiatrowa}(1 - Strata_{DE})}{1 - Strata_{XB} - Strata_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE} + AAC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK}$$

Gdy KF CGS nie jest używany ($P_{maks.\ cieplna,\ DK}$, $P_{maks.\ cieplna,\ DE}$ lub $P_{maks.\ cieplna,\ XB}$ są równe zero) z powodu planowego lub nieplanowego wyłączenia:

$$ATC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK} = 0 \\ ATC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE} = 0$$

Gdzie:

DE	:= Obszar rynkowy DE/LU.
DK	:= Obszar rynkowy DK2.
$ATC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK}$:= Dostępne zdolności przesyłowe na KF CGS w kierunku DE/LU \rightarrow DK2 udostępnione rynkowi dnia bieżącego.
$AAC_{KF\ CGS,\ DE\rightarrow\ DK}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla KF CGS dla kierunku DE/LU \rightarrow DK2 zgodnie z art. 15.
$AAC_{KF\ CGS,\ DK\rightarrow\ DE}$:= Alokowane i nominowane zdolności przesyłowe dla KF CGS w kierunku DK2 \rightarrow DE/LU zgodnie z art. 15.
$AAC_{DEFarma\ wiatrowa}$:= Spodziewane wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych (OWF) z prognoz OSP będącego częścią obszaru rynkowego DE/LU oraz podłączonego do KF CGS zgodnie z art.
$AAC_{DKFarma\ wiatrowa}$	15. := Spodziewane wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych (OWF) z prognoz OSP będącego częścią obszaru rynkowego DK2 oraz podłączonego do KF CGS zgodnie z art.
$CP_{OWF,\ DE}$	15. Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DE/LU do KF CGS.
$CP_{OWF,\ DK}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DK2 do KF CGS.
$Strata_{DE}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DE/LU i CPOWF, DE

DE/LU i $CP_{OWF, DE}$
 $Strata_{XB}$:= straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia w $CP_{OWF, DK}$ i $CP_{OWF, DE}$

[strona 17 z
25]

$Strata_{DK}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DE/LU i $CP_{OWF, DE}$
 $DK2$ i $CP_{OWF, DK}$
 α_i := Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.

$P_{maks. cieplna, DE}$:= Obciążalność termiczna dla odcinka linii od obszaru rynkowego DE/LU do $CP_{OWF, DE}$

$P_{maks. cieplna, XB}$:= Moc cieplna odcinka linii od $CP_{OWF, DK}$ do $CP_{OWF, DE}$

$P_{maks. cieplna, DK}$:= Obciążalność termiczna dla odcinka linii od obszaru rynkowego $DK2$ do $CP_{OWF, DK}$

Artykuł 13

Częstotliwość ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego

1. CCC dokonuje ponownej oceny TTC dla przedziału czasowego dnia bieżącego po udostępnieniu zaktualizowanych wspólnych modeli sieci, co najmniej raz w przedziale czasowym dnia bieżącego.
2. W przypadku nieprzewidzianych zdarzeń na połączeniach wzajemnych CCR Hansa oraz jeśli wpływałyby one na międzyobszarowe zdolności przesyłowe, CCC dokonuje ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego.
3. Wielkość AAC, zgodnie z definicją w art. 15, jest aktualizowana w trybie ciągłym.
4. W ciągu 30 dni od zatwierdzenia tego CCM dla CCR Hansa, OSP CCR Hansa poinformują rynek o tym, kiedy zostaną udostępnione międzyobszarowe zdolności przesyłowe dnia bieżącego. Jeżeli międzyobszarowa zdolność przesyłowa zostanie zwolniona po czasie otwarcia bramki międzyobszarowego rynku dnia bieżącego dla jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC), uzasadnienie zostanie przekazane przez OSP CCR Hansa.

Artykuł 14

Metody wyboru krytycznych elementów sieci i zasad unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi, ustalania marginesu niezawodności, granic bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych i ograniczenia alokacji, współczynniki zmiany wytwarzania oraz działania zaradcze uwzględniane w wyznaczaniu zdolności przesyłowych

Artykuły od 5 do 10 niniejszej CCM dla ram czasowych dnia następnego mają zastosowanie również dla ram czasowych dnia bieżącego.

Artykuł 15

Zasady uwzględniania wcześniej alokowanych międzystrefowych zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia bieżącego

1. W przedziale czasowym dnia bieżącego, OSP CCR Hansa biorą pod uwagę AAC w następujący sposób:
 - a. Zdolności przesyłowe alokowane dla nominowanych fizycznych praw przesyłowych (PTR).

- b. Zdolności przesyłowe alokowane dla międzyobszarowych wymian usług pomocniczych, określonych w art. 40, 41 lub 42 rozporządzenia EB, z wyjątkiem usług pomocniczych określonych w art. 22 ust. 2 lit. a) rozporządzenia CACM.
 - c. Zdolności przesyłowe nominowane w ramach rynku dnia następnego.
 - d. Dla KF CGS, AAC_{farma wiatrowa} jest przewidywanym wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych bazującym na prognozach właściwych OSP CCR Hansa.
2. AAC należy uwzględnić na rynku dnia bieżącego zgodnie z matematycznymi opisami z art. 12.

ROZDZIAŁ 3

Przepisy wspólne mające zastosowanie zarówno dla przedziału czasowego dnia bieżącego, jak i dnia następnego

[strona 18 z 25]

Artykuł 16

Metoda weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. W odniesieniu do art. 26 ust. 1 rozporządzenia CACM każdy OSP CCR Hansa weryfikuje i ma prawo skorygować międzyobszarowe zdolności przesyłowe podane przez CCC dla granic obszarów rynkowych bezpośrednio dotyczących danego OSP CCR Hansa.
2. Ponieważ wyłącznie połączenia wzajemne CCR Hansa uwzględnia się jako CNE w wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa zgodnie z art. 5, sytuacja, w której wewnętrzny element sieci AC wymaga korekty dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych nie ma zastosowania do regionu Hansa.
3. W odniesieniu do art. 26 ust. 3 rozporządzenia CACM każdy OSP CCR Hansa może ograniczyć międzyobszarowe zdolności przesyłowe w trakcie weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, o których mowa w art. 16 ust. 1, ze względów bezpieczeństwa pracy systemu.
4. Każdy OSP weryfikuje międzyobszarowe zdolności przesyłowe poprzez sprawdzenie, czy wykorzystywane są prawidłowe dane przesłane przez danego OSP, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM. OSP CCR Hansa mogą stosować narzędzia weryfikacyjne oraz wykonywać własne obliczenia przy użyciu wspólnego modelu sieci.
5. Zwiększenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych proponowane w fazie weryfikacji ustalają wspólnie OSP CCR Hansa, których to zwiększenie dotyczy.
6. CCC przekazuje OSP wszelkie informacje dotyczące zwiększenia lub zmniejszenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych otrzymane od sąsiednich CCC w celu ich uwzględnienia podczas weryfikacji.
7. Każdy OSP przesyła wynik przeprowadzonej przez siebie weryfikacji zdolności przesyłowych do odpowiedniego CCC oraz do pozostałych OSP CCR Hansa. W przypadku, gdy OSP regionu Hansa koryguje zdolności, przekazuje uzasadnienie tego działania CCC i innym OSP CCR Hansa.
8. CCC CCR Hansa działa w sposób skoordynowany z sąsiednimi CCC w trakcie fazy weryfikacji zgodnie z art. 26 ust. 4 rozporządzenia CACM w przypadku, gdy co najmniej korekty międzyobszarowych zdolności przesyłowych są dla nich wspólne.
9. W przypadku, gdy zdolności przesyłowe na danej granicy obszaru rynkowego są regularnie korygowane przez OSP CCR Hansa, OSP CCR Hansa dokonają ewaluacji procesu wyznaczania zdolności, w tym CCM, i jeśli to możliwe dostosują go w sposób ograniczający w przyszłości potrzebę wprowadzania korekt.
10. CCC CCR Hansa przedkłada wszystkim NRA CCR Hansa co trzy miesiące raport dotyczący wszystkich ograniczeń wprowadzonych na etapie weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Raport obejmuje lokalizację i wielkość każdego ograniczenia, a także jego uzasadnienie, zgodnie z art. 26 ust. 5 rozporządzenia CACM.

Artykuł 17

Zasady dzielenia zdolności krytycznych elementów sieci w zakresie przepływów mocy

1. Połączenia wzajemne (międzysystemowe) CCR Hansa są jedynymi CNE branymi pod uwagę przy wyznaczaniu zdolności. Żadne z tych elementów ani ich zdolności w zakresie przepływów mocy nie są dzielone pomiędzy granice obszarów rynkowych CCR Hansa zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) pkt (vi) rozporządzenia CACM, ani pomiędzy granice obszarów rynkowych CCR Hansa i innych CCR zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) pkt (vii) rozporządzenia CACM.

Artykuł 18

Rezerwowe wyznaczenie zdolności przesyłowej

1. W przypadku, gdy wyznaczenia zdolności przesyłowych nie może dokonać CCC, zainteresowani OSP dwustronnie wyznaczają i uzgadniają zdolności międzyobszarowe. OSP indywidualnie stosują CCM, zaś wyboru wyniku dokonuje się przy użyciu minimalnej wartości obliczonych wyników uzyskanych przez OSP CCR Hansa na danej granicy obszarów rynkowych. Właściwi OSP CCR Hansa zgłaszają zdolności przesyłowe CCC oraz pozostałym OSP CCR Hansa.

[strona 19 z 25]

ROZDZIAŁ 4

Postanowienia końcowe

Artykuł 19

Wdrożenie

1. Implementacja niniejszej CCM będzie procesem stopniowym z następującymi kamieniami milowymi:
 - a. CCC CCR Hansa zostaje wyznaczony i działa zgodnie z art. 27 ust. 2 rozporządzenia CACM.
 - b. Wdrożenie metody dotyczącej CGM.
 - c. Wdrożenie metod wyznaczania zdolności przesyłowych dla CCR Core i CCR Nordic, w oparciu o metodę FBA, uwzględniające AHC dla połączeń wzajemnych CCR Hansa.
 - d. CCM dnia bieżącego jest wdrożona. Zgodnie z art. 20 ust. 8 rozporządzenia CACM 6-miesięczny okres testowania metody koordynuje się z CCR Nordic i CCR Core.
 - e. Rozwiązanie w zakresie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC) może stosować parametry oparte na podejściu FBA i procesy odpowiednich OSP oraz wyznaczonych operatorów rynków (NEMO) zostały odpowiednio dostosowane.
 - f. Wdrożenie CCM dla przedziału czasowego dnia bieżącego.
2. Zgodnie z art. 19 pkt 1 lit. a), z chwilą wyznaczenia i rozpoczęcia funkcjonowania, CCC CCR Hansa będzie obliczać międzyobszarowe zdolności przesyłowe, podczas gdy OSP CCR Hansa będą wysyłać wyniki swojego wyznaczania zdolności w sieci AC do CCC CCR Hansa na podstawie obecnych metod. Mniejsza zdolność będzie miała pierwszeństwo i będzie stosowana przez CCC CCR Hansa. Wynikowe międzyobszarowe zdolności przesyłowe podlegają weryfikacji przez każdego OSP CCR Hansa na jego granicach obszarów rynkowych. CCC CCR Hansa dostarcza zweryfikowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe do mechanizmu alokacji.
3. Zgodnie z art. 19 pkt 1 lit. b), po wdrożeniu CGM dla dwóch dni wprzód, dnia następnego oraz dnia bieżącego, OSP CCR Hansa będą używać tych samych danych wejściowych w swoich procesach wyznaczania zdolności odnoszących się do CCR Hansa. Powyższe zapewnia, że prognozy zapotrzebowania, wytwarzania i dostępności linii są te same, zwiększając poziom skoordynowania wyznaczania zdolności przesyłowych.
4. Zgodnie z art. 19 pkt 1 lit. c), po wdrożeniu CCM opartych na podejściu FBA w CCR Core i AHC w CCR Nordic, wpływ połączeń wzajemnych CCR Hansa na sieć AC będzie wynikał z działania rynku, zapewniając równe traktowanie granic obszarów rynkowych CCR Hansa i sąsiednich CCR. Dopóki nie dokona się pełna

implementacja CCM CCR Hansa dla przedziału czasowego dnia następnego, w przypadku, gdy AHC nie jest jeszcze wdrożone w sąsiednim CCR, albo gdy oparte na podejściu FBA CCM sąsiednich CCR nie zawierają wyboru CNE mających znaczenie dla wymiany w CCR Hansa, OSP CCR Hansa będą stosować zasady wyznaczania zdolności określone w art. 19 ust. 3 wobec danego sąsiedniego CCR. Z powyższego wynika, że proces wyznaczania zdolności będzie kontynuowany na granicach CCR Hansa nawet wówczas, gdy CCR Core wdroży CCM opartą na podejściu FBA z użyciem SHC. Zanim AHC zastąpi wyznaczanie zdolności oparte na podejściu NTC stosowane przez OSP CCR Hansa na każdej stronie połączeń wzajemnych CCR Hansa, testowy okres 6 miesięcy zostanie skoordynowany odpowiednio z CCR Nordic i CCR Core, zgodnie z wymogami art. 20 ust. 8 rozporządzenia CACM.

5. W momencie zastosowania podejścia FBA w SIDC i dostosowania procesów po stronie odpowiednich OSP i NEMO CCR Hansa, nie będzie potrzeby przekładania parametrów FBA na ograniczenia ATC w rynku dnia bieżącego i CCM CCR Hansa dla rynku dnia bieżącego może zostać w pełni wdrożony po niezbędnym 6-miesięcznym okresie testowym zgodnie z art. 20 ust. 8 rozporządzenia CACM.

Artykuł 20

Język

1. Językiem odniesienia niniejszej CCM jest angielski.
2. 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, odnośni OSP, zgodnie z przepisami krajowymi, zobowiązani są dostarczyć odpowiednim krajowym organom regulacyjnym zaktualizowane tłumaczenie CCM. *[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]*

[strona 20 z 25]

[strona 21 z 25]

Załącznik 1

Uzasadnienie wykorzystania i metodologia obliczania ograniczeń alokacji w PSE zgodnie z art. 8 ust.

3

Ograniczenia alokacji w Polsce stosuje się zgodnie z art. 8 ust. 3 CCM. 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 utrzymania minimalnego marginesu rezerw wytwórczych wymaganego w całym polskim systemie elektroenergetycznym w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Jest to wyjaśnione dokładniej w dalszych częściach niniejszego Załącznika.

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 grafikowaniu (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 przedział czasowy do jednej następnej godziny (wraz z operacjami w czasie rzeczywistym), podczas gdy dla PSE jako polskiego OSP rozciąga się ona na przedział 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 rezydualnego⁶. 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 losowych w przedziale 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 optymalizacyjnego określanego 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.

Jak wskazano, systemowa interpretacja wszystkich kodeksów sieci jest niezbędna, by zapewnić ich spójne stosowanie. W rozporządzeniu SO 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 międzystrefowy został wskazany wyżej. Granice bezpieczeństwa pracy w rozumieniu rozporządzenia SO 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 rozporządzenia SO i pokazuje, że stosowanie rozporządzenia CACM powinno uwzględniać okoliczności związane z wytwarzaniem i obciążeniem.

Co do sposobu, w jaki PSE pozyskuje rezerwy bilansujące, należy wskazać, że rozporządzenie EB pozwala 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 energii elektrycznej, 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, uczyniłoby to odpowiednie przepisy rozporządzenia EB martwymi, a także uniemożliwiłoby albo znacznie utrudniło spełnienie wymogów z rozporządzenia SO.

[strona 22 z 25]

Wskazanie granic bezpieczeństwa systemu naruszonych w przypadku niestosowania ograniczenia alokacji

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 awaryjne, częstotliwość może w konsekwencji łatwo przekroczyć bezpieczne poziomy, ze wszystkimi negatywnymi skutkami. Dlatego taka sytuacja może prowadzić do naruszenia granic bezpieczeństwa działania 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 rozptyłach mocy, co może doprowadzić do przeciążenia linii (tj. przekroczenia limitów termicznych) i w konsekwencji do podziału systemu z różnymi poziomami częstotliwości w każdym podsystemie. Powyższe ma dla PSE znaczenie inne niż dla pozostałych OSP z powodów opisanych w kolejnym akapicie.

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. W celu wykonania tego zadania PSE realizuje proces planowania operacyjnego, który rozpoczyna się z trzyletnim wyprzedzeniem, z odpowiednią koordynacją remontów

⁶ Zapotrzebowanie rezydualne to ta część zapotrzebowania użytkowników końcowych, która nie jest objęta umowami handlowymi (własne grafiki wytwarzania).

(prac konserwacyjnych) i jest kontynuowany w formie rocznych, miesięcznych i tygodniowych aktualizacji rozdziału obciążeń z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCUC/ED) w przedziale czasowym dnia następnego. Wyniki tego rynku dnia następnego są następnie aktualizowane na bieżąco w przedziale 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 średnio minimalny margines rezerwy dla roku następnego⁷ przy prognozowanym zapotrzebowaniu obejmującym już alokowane zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych. Aktualizacje miesięczne i tygodniowe mają na celu utrzymywanie określonego marginesu rezerw na każdy dzień⁸, 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 przedziale czasowym dnia następnego ma na celu osiągnięcie zadanej wartości marginesu rezerw wirujących⁹ (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 ciepłe 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.). Umożliwia to utrzymywanie rezerwy wirującej na następną godzinę na minimalnym poziomie 1000 MW, tj. na wypadek potencjalnej utraty największej jednostki wytwórczej, obecnie o mocy 850 MW (co może ulec zmianie wskutek oddawania do eksploatacji nowych jednostek) oraz ok. 150 MW rezerwy wynikającej z regulacji pierwotnej (rezerwy FCR) stanowiącej udział PSE w RGCE.

[strona 23 z 25]

Ustalanie ograniczeń alokacji w Polsce

Przy ustalaniu ograniczeń alokacji 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 systemu i terminowych kontraktów importowych/eksportowych, które muszą być przestrzegane z poprzednich horyzontów czasowych alokacji zdolności przesyłowych.

Ograniczenia alokacji 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:

$$\text{EKSPORT}_{\text{ograniczenie}} = P_{\text{CD}} - (P_{\text{NA}} + P_{\text{ER}}) + P_{\text{NCD}} - (P_{\text{L}} + P_{\text{UPres}}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{ograniczenie}} = P_{\text{L}} - P_{\text{DOWNres}} - P_{\text{CDmin}} - P_{\text{NCD}} \quad (2)$$

Gdzie:

⁷ Margines ten jest uregulowany przez polski kodeks sieciowy i wynosi obecnie 18% (pkt II.4.3.4.18). Podlega on zmianom w zależności od wyników rozwoju procesów planowania operacyjnego.

⁸ Margines na potrzeby koordynacji miesięcznej i tygodniowej jest również uregulowany przez polski kodeks sieciowy (pkt II.4.3.4.18) i wynosi obecnie odpowiednio 17% i 14%.

⁹ Wartości zadane wynoszą odpowiednio: 9% powyżej zapotrzebowania do regulacji w górę i 500 MW do regulacji w dół. Wartości te są regulowane przez polski kodeks sieciowy (pkt 4.3.4.19) i podlegają zmianom.

P_{CD}	suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek dysponowanych centralnie zadeklarowana przez wytwórców ¹⁰
P_{CDmin}	suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie
P_{NCD}	suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (poza farmami wiatrowymi: prognozowane przez PSE)
P_{NA}	Wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych (planowanych wyłączeń i/lub przewidywanych ograniczeń przesyłowych)
P_{ER}	korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów nie zgłoszonych przez wytwórców, prognozowanych przez PSE ze względu na wyjątkowe okoliczności (np. warunki chłodzenia lub wydłużone remonty)
P_L	zapotrzebowanie prognozowane przez PSE
P_{UPres}	minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w górę
P_{OWNRes}	minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w dół

W celach ilustracyjnych proces praktycznego ustalania ograniczeń alokacji 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 alokacji w kierunku eksportowym stosuje się, jeśli wartość $\Delta Export$ jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku eksportowym. Ograniczenie alokacji w kierunku importowym stosuje się, jeśli wartość $\Delta Import$ jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku importowym.

[strona 24 z 25]

<p>[wykres dwušupkowy z następującą treścią: $\Delta Import$; Wytwarzanie; Obciążenie]</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek centralnie dysponowanych zadeklarowana przez wytwórców, pomniejszona o: <ol style="list-style-type: none"> 1.1 wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych 1.2 korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów nie zgłoszonych 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 (poza farmami wiatrowymi: prognozowane przez PSE) 3. zapotrzebowanie prognozowane przez PSE 4. minimalna konieczna rezerwa na potrzeby regulacji w górę
--	---

¹⁰ Należy zauważyć, że jednostki wytwórcze utrzymywane poza rynkiem na podstawie umów z OSP w sprawie rezerw strategicznych nie są uwzględniane w tym obliczeniu.

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

[wykres dwusłupkowy z następującą treścią: ΔImport ; Wytwarzanie; Obciążenie]	<ol style="list-style-type: none"> 1 suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie 2 suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (poza farmami wiatrowymi: prognozowane przez PSE) 3 Zapotrzebowanie prognozowane przez PSE, pomniejszone o: <ol style="list-style-type: none"> 3.1 minimalna konieczna rezerwa na potrzeby regulacji w dół
---	--

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

Częstotliwość ponownych ocen

Ograniczenia alokacji 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 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 alokacji na jednolite łączenie rynków dnia następnego i jednolite łączenie rynków dnia bieżącego

Ograniczenia alokacji w formie ograniczeń alokacji stosowane przez PSE nie zmniejsza efektywności procesu łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. *[zdanie kontynuowane na kolejnej stronie]*

[strona 25 z 25]

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 i uczestnikami rynku o zasoby wytwórcze.

Należy podkreślić, że ograniczenia alokacji 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 alokacji.

Wpływ ograniczeń alokacji na sąsiednie CCR

Ograniczenia alokacji 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 alokacji

Jak wspomniano powyżej, ograniczenia alokacji ustala się w ciągłym procesie dla każdego przedziału czasowego alokacji, dzięki czemu mają one zastosowanie do wszystkich podstawowych okresów handlowych (godzin) 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 alokacji po stronie polskiej w fazie alokacji umożliwia najbardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury przesyłowej, tj. w sposób w pełni zgodny z różnicami cen na poszczególnych rynkach.