

## **Tłumaczenie poświadczone z języka angielskiego**

*Tłumaczenie dokumentu elektronicznego niesygnowanego sporządzonego na 21 stronach. Dokument jest numerowany w stopce. Numeracja odpowiada faktycznej paginacji dokumentu. Tłumaczenie jest zgodne z dokumentem źródłowym i jest wykonane z oryginału.*

*[strona 1 z 21]*

# **Trzecia zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core**

zgodnie z art. 20 i n. rozporządzenia Komisji (EU) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

8 grudnia 2023 r.

*[strona 2 z 21]*

### **Motywy**

OSP CCR Core („OSP CCR Core”), uwzględniając poniższe:

- (1) Ze względu na złożoność przedmiotu, metodę wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core (DA CCM) wstępnie sformułowano w taki sposób, że niektóre aspekty pozostawiono do późniejszego dopracowania, umożliwiając jednocześnie wczesne uruchomienie łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core z odpowiednimi rozwiązaniami tymczasowymi. Niniejsza zmiana dotyczy wszystkich aspektów, w odniesieniu do których takie dopracowanie ma nastąpić osiemnaście miesięcy po uruchomieniu;
- (2) Osiemnaście miesięcy po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core, OSP CCR Core muszą przedłożyć krajowym organom regulacyjnym regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core propozycję zmiany tej metody określającą szczegółowo metodę skoordynowanej weryfikacji, wykaz wewnętrznych elementów sieci (w połączeniu z odpowiednimi zdarzeniami losowymi), określanymi jako CNEC, dalszą harmonizację metody określania współczynników zmiany wytwarzania, podejście i uzasadnienie

wyboru marginesu niezawodności przepływu oraz podejście do stosowania ograniczeń alokacji;

- (3) Za pomocą tej zmiany OSP CCR Core mają na celu zarówno uszczegółowienie metod skoordynowanej weryfikacji, jak i ustalenie harmonogramu technicznej gotowości narzędzi wykorzystywanych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego w oparciu o przepływy do wdrożenia skoordynowanej weryfikacji; Proponowana metoda umożliwia uwzględnienie elementów sieci niebędących CNEC zgodnie z art. 15 ust. 1 w ramach skoordynowanej weryfikacji. Ma to na celu umożliwienie spójnego wykorzystania całego dostępnego potencjału RA w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Jednocześnie uznaje się, że wpływ takich elementów sieci na międzyobszarowe zdolności przesyłowe należy monitorować zgodnie z art. 20 ust. 15. Każda CVA jest ograniczona, aby zagwarantować minimalny pułap przepustowości pod względem odsetka  $RAM_{biv}$  zgodnie z art. 20 ust. 4g w stosunku do maksymalnej dopuszczalnej mocy czynnej na CNEC ( $F_{max}$ ) zgodnie z art. 6 ust. 2 lit. d). CVA jest ograniczana w taki sposób, aby nie przekraczać tego limitu, tak aby wszelkie pozostałe naruszenia bezpieczeństwa pracy pozostawały w gestii poszczególnych osób zatwierdzających. Oczekuje się, że wdrożenie skoordynowanej weryfikacji nastąpi nie wcześniej niż czterdzieści dwa miesiące po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core.
- (4) Przekazanie wykazu elementów sieci wewnętrznej zostaje przesunięte na sześćdziesiąt miesięcy po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core. W odniesieniu do wykazu elementów sieci wewnętrznej, niemiecki krajowy organ regulacyjny BNetzA ponownie odwołał się od decyzji Izby Odwoławczej w sprawie art. 5. W związku z tym przed przekazaniem wykazu elementów sieci wewnętrznej należy poczekać na wydanie nowego orzeczenia sądowego.
- (5) Harmonizacja metody określania współczynników zmiany wytwarzania zostaje odroczone do czterdziestu dwóch miesięcy po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core.
- (6) Podejście i uzasadnienie wyboru margines niezawodności przepływu zostają przesunięte na sześćdziesiąt miesięcy po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Niemniej jednak wartości margines niezawodności przepływu, które mają być stosowane do tego czasu, są ustawione na 10%  $F_{max}$ .
- (7) Za pomocą tej zmiany PSE zamierza wydłużyć okres korzystania z AC o dodatkowe dwa lata. Doświadczenie eksploatacyjne zgromadzone w ciągu ostatnich dwóch lat wykazało, że zgodnie z postanowieniami art. 23 ust. 3 CACM ograniczenia alokacji są skutecznym środkiem utrzymania systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy systemu i nie mogą być skutecznie przenoszone na maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci. W przypadku braku wyraźnych zamówień na rezerwę mocy ograniczenia alokacji pozwoliły uniknąć wszelkich przypadków bezpiecznej pracy w Polsce, których nie udało się rozwiązać za pomocą środków operacyjnych. Ponadto nie

zidentyfikowano żadnych rozwiązań alternatywnych, które można by wdrożyć dopiero dwa lata po wdrożeniu podejścia w oparciu o przepływy w ramach Core, które zagwarantowałyby niższe koszty ogólne przy jednoczesnym utrzymaniu podobnego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu i które nie wymagałyby gruntownej zmiany struktury rynku. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 3 z 21]*

Biorąc pod uwagę obecne ramy prawne w Polsce, w szczególności obowiązki PSE w zakresie dysponowania jednostkami wytwórczymi przyłączonymi do sieci przesyłowej przy zachowaniu ich charakterystyki technicznej, ograniczenia alokacji są jedynym sposobem zapewnienia dostępności wystarczających rezerw mocy bilansującej w Polsce. Obecnie rynek bilansujący w Polsce przechodzi istotną przebudowę, której celem jest wzmocnienie sygnałów cenowych energii bilansującej oraz stworzenie silniejszych zachęt do wyważania pozycji podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. W połączeniu z planowanym procesem rynkowym pozyskiwania rezerw mocy bilansującej powinno to poprawić zdolność PSE do zarządzania bezpieczną pracą krajowego systemu elektroenergetycznego, a potencjalnie nawet zmniejszyć potrzebę ograniczenia alokacji procesu transgranicznego łączenia rynków. Oczekuje się, że przeprojektowanie rynku bilansującego zostanie zrealizowane w połowie roku 2024. Jest to bardzo istotna zmiana dla całego polskiego rynku i taka reforma musi być dobrze przygotowana i sprawdzona pod kątem wymogów bezpieczeństwa. Z powyższych względów konieczne jest przedłużenie o dwa lata okresu stosowania ograniczeń alokacji zdolności przesyłowych w celu zebrania rzeczywistych doświadczeń operacyjnych z trwającej przebudowy rynku po jej pomyślnym zakończeniu.

- (8) Poniższe zmiany spełniają cele określone w art. 3 rozporządzenia CACM. W szczególności skoordynowana weryfikacja doprowadzi do poprawy w odniesieniu do art. 3 lit. b), c), d) i g) rozporządzenia CACM. Skoordynowana weryfikacja przyczynia się do osiągnięcia minimalnych poziomów mocy dyspozycyjnej w odniesieniu do handlu międzystrefowego zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943. Celem skoordynowanej weryfikacji jest maksymalizacja międzyobszarowych zdolności przesyłowych przy jednoczesnym przestrzeganiu granic bezpieczeństwa pracy systemu, a tym samym przyczynianie się do zwiększenia korzyści społecznych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i bezpiecznej pracy systemu.
- (9) Opracowana metoda w oparciu o przepływy opisana w art. 12 została wprowadzona wraz z uruchomieniem połączenia HVDC ALEGrO między Belgią a Niemcami. Doświadczenia eksploatacyjne z ostatnich lat pokazały, że faktyczna metoda okazuje się towarzyszyć niepożądanemu wpływowi bardzo częstych przepływów kołowych w pobliskiej sieci prądu przemiennego wywołanych harmonogramem ALEGrO po uruchomieniu łączenia rynków dnia następnego. Niepożądane zachowanie przypisywane jest bardzo odległym elementom sieci o niskiej wrażliwości na wymiany ALEGrO w kontekście maksymalizacji korzyści społecznych w ramach łączenia rynków. Niewielkie złagodzenie bardzo odległego ograniczenia CNEC uzyskuje się poprzez zaplanowanie ALEGrO względem kierunku rynkowego kosztem przepływów kołowych i pełnego

obciążenia pobliskich CNEC prowadzących do naruszeń n-1 i zastosowania bezkosztowych działań naprawczych podczas pracy systemu w czasie rzeczywistym. Przepływy kołowe obserwowano głównie między węzłami BE, DE, NL i FR, przeciwdziałające bezpieczeństwu operacyjnemu i zmniejszając zdolności przesyłowe dnia bieżącego, prowadząc jedynie do nieznacznego wzrostu korzyści społecznych w ramach łączenia rynków dnia następnego. Aby zapobiec takiemu zachowaniu istniejących i przyszłych połączeń międzysystemowych HVDC na granicach obszarów rynkowych Core, OSP CCR Core dążą do wprowadzenia progu PTDF między obszarami rynkowymi dla wewnętrznych węzłów wirtualnych w kontekście zmienionej metody w oparciu o przepływy. Poprzez wprowadzenie wartości progowej można zapobiec temu niepożądanemu wpływowi. Pojawienie się przepływów kołowych i wynikające z tego duże obciążenie pobliskich elementów sieci prądu przemiennego można znacznie ograniczyć progiem PTDF. Oznacza to, że potrzebne byłyby mniejsze ograniczenia przesyłowe w sieci prądu przemiennego, mniejsze redysponowanie, mniejsza zmienność nastawy oraz mniejsza potrzeba koordynacji i interwencji w czasie rzeczywistym, co jest korzystne dla bezpieczeństwa pracy systemu. Jednocześnie udostępniane są większe zdolności do wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia bieżącego, ponieważ elementy sieci AC wokół łącza HVDC i samego łącza HVDC nie są w pełni zajęte przez łączenie rynków dnia następnego na potrzeby bardzo ograniczonego korzyści społecznych w zakresie rynku dnia następnego. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 4 z 21]*

Tym samym w ten sposób maksymalizowana jest całkowita zdolność przesyłowa we wszystkich przedziałach czasowych, co powinno iść w parze ze wzrostem ogólnych korzyści społecznych.

- (10) Na potrzeby niniejszej trzeciej zmiany metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego OSP w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core z definicjami zawartymi w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (wersja przekształcona), rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (rozporządzenie CACM), rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (rozporządzenie FCA), rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (rozporządzenie dotyczące bilansowania) oraz rozporządzeniu Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniającym załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009, a także z definicjami określonymi w art. 2 Aneksu I do Decyzji Nr 02/2019 Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z dnia 21 lutego 2019 r. w

sprawie propozycji OSP CCR Core dotyczących regionalnego modelu wspólnych metod wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego oraz dnia bieżącego.

## **Artykuł 1**

### **Wdrożenie skoordynowanej weryfikacji**

1. Artykuł 2. Definicje i interpretacja zostają zmienione poprzez wprowadzenie nowego numeru 77:

„77. „okoliczność” oznacza kombinację pozycji netto, która jest wykonalna zgodnie z CZC stosowanym w odpowiedniej fazie weryfikacji. Okoliczność obejmuje co najmniej obszary rynkowe Core oraz, w przypadku zastosowania AHC, odpowiednie zewnętrzne węzły wirtualne. Może zawierać dodatkowo obszary rynkowe kontrahentów technicznych”.

2. Artykuł 4. Proces wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 8 krok 8:

„OSP CCR Core i podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych (CCC) zgodnie z art. 20 weryfikują *RAMbv* za pomocą skoordynowanej weryfikacji, obliczają *RAM* przed indywidualną weryfikacją (*RAMbiv*), weryfikują *RAMbiv* za pomocą indywidualnej weryfikacji oraz zmniejszają *RAM* w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, co skutkuje powstaniem *RAM* przed wyznaczeniem wartości długoterminowych (*RAMbn*);”

3. Artykuł 6. Metoda wyznaczania limitów bezpieczeństwa pracy systemu zostaje odpowiednio zmieniona:

[strona 5 z 21]

Przypis 1 otrzymuje następujące brzmienie:

„<sup>1</sup> Niepewność w wyznaczaniu zdolności przesyłowych jest pokrywana na każdym CNEC przez margines niezawodności przepływu (*FRM*) zgodnie z art. 8 oraz wartości korygujące związane z weryfikacją zgodnie z art. 20”.

Ustęp 2 f) otrzymuje następujące brzmienie:

„f) CCC domyślnie ustawia współczynnik mocy  $\cos(\varphi)$  na 1 przy założeniu, że CNE jest obciążany wyłącznie mocą czynną oraz że udział mocy biernej jest pomijalny (tj.  $\varphi = 0$ ). Jeżeli udział mocy biernej nie jest pomijalny, OSP może uwzględnić ten aspekt w trakcie fazy indywidualnej weryfikacji

zgodnie z art. 20”.

4. Artykuł 10. Metodę działań naprawczych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych dnia następnego zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 4:

„4. Do celów NRAO wszyscy OSP CCR Core przekazują CCC wszystkie oczekiwane dostępne bezkosztowe RA, a do celów skoordynowanej weryfikacji zdolności przesyłowych wszyscy OSP CCR Core przekazują CCC wszystkie oczekiwane dostępne kosztowe i bezkosztowe RA”.

5. Artykuł 14. Początkowe obliczenia w oparciu o przepływy zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 3a:

„3 a. W przypadku elementów sieci ze zdarzeniami losowymi od kontrahentów technicznych zgodnie z art. 20 ust. 6a CCC wykonuje działania opisane w ust. 1–3 w celu umożliwienia ewentualnego przekazania, z zastrzeżeniem art. 13 ust. 2, przez kontrahenta technicznego elementów sieci ze zdarzeniami losowymi do ostatecznego wykazu CNEC podczas skoordynowanej i indywidualnej weryfikacji. Do tego czasu nie traktuje się elementów sieci ze zdarzeniami losowymi od kontrahentów technicznych jako ograniczenia w tworzeniu domeny opartej na przepływach, ani w NRAO”.

6. Artykuł 17. Korektę pod kątem minimalnego RAM zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 1:

„1. Aby spełnić wymóg określony w art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (ii) rozporządzenia CACM, OSP CCR Core zadbają o to, aby RAM dla każdego CNEC wyznaczającego międzyobszarowe zdolności przesyłowe nigdy nie był niższy niż minimalny RAM, z wyjątkiem przypadków ograniczeń weryfikacji określonych w art. 20”.

7. Artykuł 18. Włączenie długoterminowych alokowanych zdolności przesyłowych (LTA) zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 5a:

„5 a. W przypadku zastosowania podejścia wydłużonego LTA OSP CCR Core mogą dodatkowo wykonać działania opisane w ust. 2–5 wyłącznie w celu udostępnienia domeny w oparciu o przepływy z włączeniem LTA jako dane wejściowe do skoordynowanej i indywidualnej weryfikacji zgodnie z opisem w art. 19 i 20”. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

8. Artykuł 20. Weryfikację parametrów opartych o przepływy zmienia się następująco:

Ustęp 3 ulega zmianie w następujący sposób:

„3. W procesie weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych OSP CCR Core wymieniają informacje o wszelkich przewidywanych (bezkosztowych i kosztowych) RA w CCR Core określonych zgodnie z art. 22 rozporządzenia SO. Jeżeli międzyobszarowe zdolności przesyłowe mogłyby prowadzić do naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu, wszyscy OSP CCR Core we współpracy z CCC sprawdzą, czy można uniknąć takiego naruszenia poprzez zastosowanie RA. W tym procesie CCC koordynuje z sąsiednimi CCC i opcjonalnie kontrahentami technicznymi stosowanie RA mających wpływ na sąsiednie CCR i opcjonalnie na kontrahentów technicznych. W przypadku tych CNEC, gdzie wszystkie dostępne RA nie są wystarczające, by uniknąć naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu, OSP CCR Core, we współpracy z CCC mogą zredukować  $RAM_{bv,LTAmargin}$  lub  $RAM_{bv,noLTAmargin}$  do maksymalnej wielkości, która nie powoduje naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu. Redukcja ta nazywana jest „skoordynowaną korektą weryfikacji” (CVA), a skorygowany  $RAM$  nazywany jest „ $RAM$  przed indywidualną weryfikacją” ( $RAM_{biv}$ )”.

Ustęp 4 ulega zmianie w następujący sposób:

„4. Skoordynowana weryfikacja zgodnie z ust. 3 jest wdrażana stopniowo. W ciągu pierwszych czterdziestu dwóch miesięcy od wdrożenia niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 skoordynowana weryfikacja może być ograniczona do wymiany informacji na temat dostępnych (bezkosztowych i kosztowych) RA w CCR Core oraz doradztwa CCC dla poszczególnych OSP w oparciu o jego doświadczenie operacyjne. Po czterdziestu dwóch miesiącach uproszczony proces zastępuje się pełną analizą zgodnie z ust. 4a do 4h.

4a. Skoordynowany etap procesu weryfikacji w CCR Core określony w ust. 4 zdanie 3 jest realizowany przez CCC i OSP CCR Core oraz opcjonalnie przez kontrahentów technicznych zgodnie z art. 13 ust. 2 zgodnie z następującą procedurą:

Krok 1. CCC wykorzystuje dane wejściowe zgodnie z ust. 4b;

Krok 2. Zgodnie z ust. 4c CCC wybiera okoliczności będące możliwymi skutkami rynkowymi, które ocenia się w celu ustalenia, czy system elektroenergetyczny może je uwzględnić z zachowaniem wymogów bezpieczeństwa pracy systemu;

Krok 3. CCC analizuje wybrane okoliczności podlegające kryteriom

zgodnie z ust. 4d i stosując metodę optymalizacji działań naprawczych zgodnie z ust. 4e;

[strona 7 z 21]

Krok 4. CCC, w porozumieniu z OSP CCR Core i opcjonalnie kontrahentami technicznymi zgodnie z art. 13 ust. 2, określa CVA zgodnie z ust. 4f;

Krok 5. CCC oblicza RAM\_biv zgodnie z ust. 4g;

Krok 6. CCC rozpowszechnia wyniki kroków 2, 3, 4 i 5 zgodnie z ust. 4h, aby umożliwić OSP CCR Core i kontrahentom technicznym zgodnie z art. 13 ust. 2 uwzględnienie ich na etapie procesu indywidualnej weryfikacji;

4b. CCC opiera pełną skoordynowaną weryfikację na następujących danych wejściowych:

(a) domena CZC oparta na parametrach opartych o przepływy przed weryfikacją zgodnie z art. 19 oraz, w przypadku zastosowania podejścia rozszerzonego LTA zgodnie z art. 18 ust. 1a lit. b), domena LTA;

(b) CGM;

(c) wszystkie oczekiwane dostępne (bezkosztowe i kosztowe) RA w CCR Core oraz opcjonalnie w obszarach regulacyjnych kontrahentów technicznych zgodnie z art. 13 ust. 2, określone zgodnie z art. 22 rozporządzenia SO. Mogą one obejmować RA z obszarów rynkowych spoza CCR Core, z zastrzeżeniem uzgodnienia z odpowiednimi przyłączającymi OSP. Przy dostarczaniu RA można wziąć pod uwagę prawdopodobieństwo dostępności RA przy założeniach modelowania;

(d) wykaz elementów sieci i zdarzeń losowych, które należy uwzględnić przy ocenie bezpieczeństwa pracy systemu. Każdy OSP CCR Core i opcjonalnie każdy kontrahent techniczny zgodnie z art. 13 ust. 2 przekazują taki wykaz do CCC. Można uwzględnić dowolny element sieci z CGM o poziomie napięcia wyższym lub równym 220 kV. Standardowymi właściwościami tych elementów sieci jest to, że nie mogą one być przeciążone po skoordynowanej weryfikacji w odniesieniu do ich granic bezpieczeństwa pracy. Każdy OSP CCR Core i opcjonalnie każdy kontrahent techniczny zgodnie z art. 13 ust. 2 może określić dwa parametry w celu zmiany właściwości każdego elementu sieci. Po pierwsze maksymalny przepływ elementu sieciowego może zostać zwiększony. Po drugie element sieciowy można określić jako zeskanowany element



sieciowy. Skanowane elementy sieci nie mogą być przeciążone lub nie mogą powodować dodatkowego przeciążenia zgodnie ze specyfikacjami określonymi w pkt 4d.

OSP CCR Core mogą podjąć decyzję o tym, aby CCC oparł pełną skoordynowaną weryfikację na dalszych danych wejściowych, o ile mieści się to w granicach określonych w art. 3 lit. b), c) i d) CACM. OSP CCR Core mogą zmieniać parametry i progi danych wejściowych, jeżeli dane wejściowe miałyby znaczący wpływ na wynikowy CZC, o ile mieści się to w granicach określonych w art. 3 lit. b), c) i d) CACM. CCC składa kwartalne sprawozdanie na temat wstępnej konfiguracji oraz wszelkich zmian danych wejściowych lub ich parametrów i progów, wraz z ich wpływem i należyтым uzasadnieniem. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 8 z 21]*

CCC ogłasza również publicznie taką zmianę co najmniej dwa dni robocze przed jej wejściem w życie.

4c. CCC wybiera oddzielnie co najmniej jedną okoliczność dla każdego okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego, która ma być analizowana w ramach skoordynowanej weryfikacji, jak określono w ust. 4 zdanie 3. Liczba okoliczności jest wystarczająco duża, biorąc pod uwagę czas potrzebny na przeprowadzenie skoordynowanej weryfikacji oraz złożoność analizy w zależności od okoliczności zgodnie z ust. 4e. Podczas wdrażania skoordynowanej weryfikacji, o której mowa w ust. 4 zdanie 3, OSP CCR Core i opcjonalnie kontrahenci techniczni zgodnie z art. 13 ust. 2:

(a) dokonują uzasadnionego kompromisu między złożonością analizy a liczbą okoliczności;

(b) określają kryteria wyboru okoliczności. OSP CCR Core mogą zmieniać kryteria po wdrożeniu, aby radzić sobie ze zmianami warunków technicznych lub rynkowych, o ile mieści się to w granicach określonych w art. 3 lit. b), c) i d) rozporządzenia CACM. CCC składa kwartalne sprawozdania na temat wszelkich zmian kryteriów, wraz z ich wpływem i należyтым uzasadnieniem.

Przy określaniu i wyborze okoliczności wymiany na granicach z obszarami rynkowymi spoza regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core za pośrednictwem AHC traktuje się na równi z wymianami na granicach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Przy wyborze okoliczności można opcjonalnie uwzględnić wymiany na granicach z kontrahentami technicznymi.

4d. Analizując daną okoliczność, CCC wykorzystuje CGM i stosuje obliczenia przepływu obciążenia oraz analizę zdarzeń losowych. Pozycje netto obszarów rynkowych w CGM przesuwają się w kierunku pozycji netto danej okoliczności. Zmiana ta jest zasadniczo dokonywana przy użyciu GSK zgodnie z art. 9. Dopuszcza się odstępstwo od GSK, o ile zachodzi zmiana w generacji, aby zapobiec naruszeniu technicznych granic generatorów. Potencjał RA związany z redysponowaniem dostosowuje się tak, aby odzwierciedlał zmiany w dysponowaniu pomiędzy CGM a okolicznością.

Dla każdej okoliczności w każdym okresie handlowym wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego maksymalny dopuszczalny przepływ na każdym skanowanym elemencie sieci zwiększa się w razie potrzeby w taki sposób, aby różnica między maksymalnym dopuszczalnym przepływem a przepływem po zdarzeniu losowym w danej okoliczności przed optymalizacją działań naprawczych zgodnie z ust. 4e była co najmniej tak duża, jak wartość progowa, którą ustala się zgodnie z procesem opisanym w ust. 4b.

4e. CCC przeprowadza optymalizację RA w celu określenia dla każdej okoliczności w każdym okresie handlowym wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego, w jakim zakresie ta okoliczność może zostać zrealizowana w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemu. Okoliczność tę można zrealizować w całości, jeżeli wszystkie naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu, które mogą wystąpić po przeniesieniu CGM na okoliczność zgodnie z ust. 4c oraz z uwzględnieniem elementów sieci, zdarzeń losowych i właściwości określonych zgodnie z ust. 4b lit. (d), można całkowicie wyeliminować poprzez zastosowanie RA. W przypadku gdy okoliczności tej nie można zrealizować bez naruszenia ograniczeń bezpieczeństwa pracy systemu, optymalizacja RA określa zakres tego naruszenia. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 9 z 21]*

Optymalizacja RA określa ponadto alternatywną okoliczność, która jest w jak największym stopniu podobna do pierwotnej, ale może zostać wdrożona bez naruszania ograniczeń bezpieczeństwa pracy systemu.

Optymalizacja RA uwzględnia te same rodzaje RA, które są stosowane w procesie ROSC CCR Core, który wdraża metodę opracowaną zgodnie z art. 76 ust. 1 rozporządzenia SO, lub inne procesy planowania zarządzania ograniczeniami przesyłowymi OSP CCR Core lub opcjonalnie kontrahentów technicznych. W celu ograniczenia złożoności optymalizacji RA oraz zgodnie z wymogami i obowiązkami określonymi w ust. 4b OSP CCR Core i

opcjonalnie kontrahenci techniczni mogą dostosowywać dane wejściowe skoordynowanej weryfikacji w celu odzwierciedlenia szacowanego skutku procedur planowania zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przy jednoczesnym przestrzeganiu ograniczeń bezpieczeństwa pracy systemu. Takie korekty mogą obejmować między innymi ignorowanie elementów sieci lub dopuszczanie do pewnego przeciążenia. Optymalizacja RA uwzględnia profilaktyczne i naprawcze RA z pełnym lub częściowym podziałem korzyści wynikających z naprawczych RA.

Optymalizację RA określa się w taki sposób, aby stosowanie RA poprzedzało redukcję w niezbędnym zakresie, w jakim dana okoliczność może zostać zrealizowana. Optymalizację RA projektuje się zgodnie z podejściem do określania ograniczeń CZC zgodnie z ust. 4f.

OSP CCR Core mogą stosować następujące środki w celu złagodzenia lub ograniczenia optymalizacji RA:

(a) Aby uniknąć niepotrzebnie rygorystycznych ograniczeń, OSP CCR Core mogą określić parametry optymalizacji. Mogą one obejmować między innymi ignorowanie niskiej wrażliwości obciążeń elementów sieci w odniesieniu do wymiany RA lub międzystrefowej;

(b) Aby uwzględnić ograniczenia procesu ROSC CCR Core, który wdraża metodę opracowaną zgodnie z art. 76 ust. 1 rozporządzenia SO, lub inne procesy planowania zarządzania ograniczeniami przesyłowymi OSP CCR Core lub opcjonalnie kontrahentów technicznych, OSP CCR Core i opcjonalnie kontrahenci techniczni mogą określić limity liczby RA lub całkowitej kwoty redysponowania, które mogą być stosowane jednocześnie. Wartości graniczne te mogą być określone w podzbiorach RA.

(c) OSP CCR Core mogą określić funkcję celu, aby zminimalizować zakres naruszeń bezpieczeństwa pracy systemu lub zmaksymalizować zakres, w jakim wymiany międzystrefowe odpowiadają danej okoliczności.

4f. Jeżeli co najmniej jedna okoliczność dotycząca okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego nie może zostać w pełni zrealizowana, CCC ogranicza międzyobszarowe zdolności przesyłowe w taki sposób, aby maksymalne obciążenie linii na elementach sieci, które w każdej sytuacji prowadziłyby do naruszeń bezpieczeństwa pracy systemu, zostało zmniejszone w celu zapewnienia zgodności z ograniczeniami bezpieczeństwa pracy systemu. CNEC z zastosowaną CVA powinny być wystarczająco skuteczne do zmniejszania obciążenia elementów sieci, w przypadku których przekroczone zostałyby granice bezpieczeństwa pracy w

okolicznościach bez CVA. [zdanie kontynuowane na następnej stronie]

[strona 10 z 21]

Jeżeli kilka okoliczności prowadzi do CVA w danym okresie handlowym wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego, ostateczna CVA na CNEC to wartość maksymalna we wszystkich okolicznościach.

OSP CCR Core rozważają minimalny pułap mocy pod względem odsetka  $RAM_{biv}$  w stosunku do maksymalnej dopuszczalnej mocy czynnej na CNEC ( $F_{max}$ ) zgodnie z art. 6 ust. 2 lit. d). CVA jest ograniczana w taki sposób, aby nie przekraczać tego limitu, tak aby wszelkie pozostałe naruszenia bezpieczeństwa pracy pozostawały w gestii indywidualnej weryfikacji.

Z zastrzeżeniem wcześniejszego uzgodnienia z innymi OSP CCR Core, CCC i opcjonalnie kontrahentami technicznymi, w którym podjęto próbę usunięcia przyczyn odrzucenia, OSP CCR Core może odrzucić z uzasadnieniem wszystkie CVA wynikające z jednej lub kilku okoliczności w jednym lub kilku okresach handlowych wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego. W przypadku takiego odrzucenia ostateczny CVA przelicza się tak, jakby z odrzuconych okoliczności nie wynikała żadna CVA.

4g. CCC oblicza dla każdego CNEC:

(a)  $RAM$  przed indywidualną weryfikacją w następujący sposób:

$$\overline{RAM}_{biv, LTA\text{margins}} = \overline{RAM}_{bv, LTA\text{margins}} - \overline{CVA}$$

Równanie 19c

(b) w przypadku zastosowania rozszerzonego podejścia do LTA zgodnie z art. 18 ust. 1a. lit. b) obliczenia wielkości  $RAM$  przed indywidualną weryfikacją są następujące;

$$\overline{RAM}_{biv, noLTA\text{margins}} = \overline{RAM}_{bv, noLTA\text{margins}} - \overline{CVA}$$

Równanie 19d

4h. CCC udostępnia każdemu OSP CCR Core i kontrahentowi technicznemu zgodnie z art. 13 ust. 2 wszelkie informacje niezbędne do zapewnienia spójności późniejszej indywidualnej weryfikacji z weryfikacją skoordynowaną. Do tych informacji zaliczają się co najmniej przeanalizowane okoliczności i zastosowane RA, a w stosownych przypadkach pozostałe naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu po skoordynowanej weryfikacji”.

Ustęp 5 lit. b) otrzymuje następujące brzmienie:

„b) gdy wszystkie dostępne kosztowe i bezkosztowe RA nie są wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu, biorąc pod uwagę analizę CCC przeprowadzoną zgodnie z ust. 4, a w razie potrzeby koordynując działania z CCC”;

Ustęp 14 ulega zmianie w następujący sposób:

„14. Sprawozdanie kwartalne zawiera również co najmniej następujące informacje ogólne:

(a) statystyki dotyczące liczby, przyczyn, wolumenu i szacowanej utraty nadwyżki ekonomicznej zastosowanych redukcji przez różnych OSP;

*[strona 11 z 21]*

(b) ogólne środki mające na celu uniknięcie redukcji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w przyszłości;

(c) zmiany danych wejściowych, parametrów lub progów skoordynowanej weryfikacji, o których mowa w ust. 4b”.

Ustęp 15 ulega zmianie w następujący sposób:

„15. W przypadku zmniejszenia zdolności przesyłowych w odniesieniu do granic bezpieczeństwa pracy danego OSP CCR Core w ponad 1% okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego analizowanego kwartału dany OSP przekazuje CCC szczegółowe sprawozdanie i plan działania opisujący, w jaki sposób oczekuje się, że takie odchylenia zostaną złagodzone i rozwiązane w przyszłości. Sprawozdanie to i plan działania stanowią załącznik do sprawozdania kwartalnego”.

9. Artykuł 22. Procedura rezerwowa wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego zostaje zmieniona poprzez odpowiednią aktualizację lit. (b):

„(b) jeżeli wyznaczanie zdolności przesyłowych dnia następnego nie zapewnia parametrów opartych o przepływy przez co najmniej trzy kolejne godziny, OSP CCR Core określają brakujące parametry, obliczając domyślne parametry oparte o przepływy. Obliczenia takie stosuje się również w przypadkach braku możliwości określenia brakujących parametrów zgodnie z lit. a) lub w sytuacji opisanej w art. 20 ust. 9. Wyznaczanie domyślnych parametrów opartych o przepływy opiera się na długoterminowych alokowanych zdolnościach przesyłowych udostępnionych przez OSP zgodnie z art. 4 ust. 4 lit. a). Zdolności przesyłowe na dwustronnych granicach obszarów rynkowych Core i na granicach AHC określa się na podstawie

zdolności przesyłowych LTA dla każdej ukierunkowanej granicy obszarów rynkowych:”

10. Artykuł 25. Publikacja danych zostaje zmieniona poprzez dodanie ust. 8 w następujący sposób:

„8. Wszelkie zmiany progu zgodnie z art. 12 ust. 4 są podawane do wiadomości publicznej co najmniej dwa tygodnie przed ich wejściem w życie. Informacje te obejmują co najmniej:

- a. zastosowany próg prądu;
- b. dzień wejścia w życie nowego progu;
- c. wartość nowego progu oraz
- d. należyte uzasadnienie zmiany”.

11. Artykuł 27. Monitorowanie, sprawozdawczość i informowanie organów regulacyjnych Core odpowiednio zmienione w ust. 5:

„5. CCC, przy wsparciu OSP CCR Core w stosownych przypadkach, opracowują i publikują sprawozdanie kwartalne wypełniające obowiązki sprawozdawcze określone w art. 7, 12, 20, 25 i 28 niniejszej metody:

- (a) zgodnie z art. 7 ust. 3 lit. (b) CCC gromadzi wszystkie sprawozdania analizujące skuteczność odpowiednich ograniczeń alokacji otrzymane od zainteresowanych OSP w okresie objętym sprawozdaniem oraz załącza je do sprawozdania kwartalnego. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 12 z 21]*

- (b) zgodnie z art. 20 ust. 13 lit. f) CCC przekazują wszelkie informacje na temat zmniejszenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych, w stosownych przypadkach wraz z uzupełniającą szczegółową analizą ze odpowiednich OSP, jeśli dotyczy.
- (c) zgodnie z art. 28 ust. 3 w trakcie wdrażania tej metody OSP Core składają sprawozdania z prowadzonego przez siebie stałego monitorowania skutków i wyników stosowania tej metody.
- (d) zgodnie z art. 25 ust. 2 lit. g) OSP CCR Core zgłaszają przepływy wynikające z sald wynikających z SDAC w przypadku każdego CNEC i ograniczenia zewnętrznego ostatecznych parametrów opartych o przepływy.
- (e) zgodnie z art. 12 ust. 4 OSP CCR Core zgłaszają odchylenie w zakresie korzyści ekonomiczno-społecznych spowodowane wprowadzeniem niezerowego progu PTFD”.

## **Artykuł 2**

### **Zmiana dotycząca harmonizacji podejścia opartego na marginesie niezawodności przepływu**

1. Artykuł 8. Metodę określania marginesu niezawodności zmienia się następująco:

Ustęp 7 ulega zmianie w następujący sposób:

„7. Nie później niż sześćdziesiąt miesięcy po wdrożeniu niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 OSP CCR Core wspólnie dokonują pierwszego wyznaczenia marginesu niezawodności przepływu zgodnie z opisaną powyżej metodą i w oparciu o dane obejmujące co najmniej pierwszy rok funkcjonowania niniejszej metody. W tym samym terminie wszyscy OSP CCR Core przedkładają wszystkim organom regulacyjnym Core propozycję zmiany niniejszej metody zgodnie z art. 9 ust. 13 rozporządzenia CACM oraz dokument uzupełniający, o którym mowa w ust. 9 poniżej. Propozycja zmiany powinna zawierać podejście i uzasadnienie wyboru marginesu niezawodności przepływu z zakresu pomiędzy oszacowanymi wartościami dolnymi i górnymi, jak również kolejne możliwe działania zmierzające do poprawy procesu, aby w jak największym możliwym stopniu zbliżyć się do rzeczywistego”.

Ustęp 10 ulega zmianie w następujący sposób:

„10. Do czasu zatwierdzenia propozycji zmiany niniejszej metody zgodnie z ust. 7 przez wszystkie organy regulacyjne Core, OSP CCR Core stosują wartości marginesu niezawodności przepływu równe  $10\% F_{max}$  zgodnie z art. 6 ust. 2”.

## **Artykuł 3**

### **Metoda wyznaczania ograniczeń alokacji**

1. Artykuł 7. W metodzie wyznaczania ograniczeń alokacji wprowadza się odpowiednie zmiany:

Ustęp 3 ulega zmianie w następujący sposób:

[strona 13 z 21]

„3. OSP CCR Core może stosować ograniczenia zewnętrzne wymienione w załączniku 1 w okresie przejściowym wynoszącym cztery lata od wdrożenia niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 oraz zgodnie z przyczynami i

metodą wyznaczania ograniczeń zewnętrznych określoną w załączniku 1 do niniejszej metody. W okresie przejściowym zainteresowani OSP CCR Core:

- (a) obliczają wartość ograniczeń zewnętrznych zgodnie z załącznikiem 1, a w każdym razie co najmniej raz na kwartał, i publikują wyniki analizy bazowej;
- (b) w przypadku gdy ograniczenie zewnętrzne miało niezerową cenę ukrytą w ponad 0,1% godzin w kwartale, przekazują do CCC sprawozdanie analizujące: (i) w przypadku każdego okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego, gdy ograniczenie zewnętrzne miało niezerową cenę minimalną, utratę nadwyżki ekonomicznej spowodowana ograniczeniem zewnętrznym i skuteczność ograniczenia alokacji w zapobieganiu naruszaniu podstawowych limitów bezpieczeństwa pracy systemu oraz (ii) alternatywne rozwiązania służące ograniczeniu podstawowych limitów bezpieczeństwa pracy systemu. CCC włącza to sprawozdanie jako załącznik do sprawozdania kwartalnego, o którym mowa w art. 27 ust. 5;
- (c) w stosownych przypadkach i gdy jest to bardziej wydajne, wdrażają alternatywne rozwiązania, o których mowa w lit. (b)”.

Ustęp 4 ulega zmianie w następujący sposób:

„4. W przypadku gdy zainteresowani OSP CCR Core nie mogą znaleźć i wdrożyć alternatywnych rozwiązań, o których mowa w poprzednim ustępie, mogą w terminie czterdziestu dwóch miesięcy od wdrożenia niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 wspólnie ze wszystkimi pozostałymi OSP CCR Core przedłożyć wszystkim organom regulacyjnym Core propozycję zmiany tej metody zgodnie z art. 9 ust. 13 rozporządzenia CACM. Propozycja taka powinna zawierać:”

Ustęp 9 otrzymuje następujące brzmienie:

„9. Jeżeli co najmniej jeden OSP CCR Core planuje zastosowanie ograniczeń zewnętrznych, o których mowa w art. 7 ust. 1, właściwi OSP CCR Core wraz ze wszystkimi pozostałymi OSP CCR Core przedkładają wszystkim organom regulacyjnym Core propozycję zmiany tej metody zgodnie z art. 9 ust. 13 rozporządzenia CACM. Propozycja taka powinna zawierać:

- (a) techniczne i prawne uzasadnienie potrzeby stosowania ograniczenia zewnętrznego wskazujące podstawowe granice bezpieczeństwa pracy systemu oraz powody, dla których nie można ich skutecznie przekształcić w  $I_{max}$  i  $F_{max}$
- (b) metoda obliczania wartości ograniczeń zewnętrznych wraz z częstotliwością przeliczania”.



2. Artykuł 23. Obliczanie ATC dla procedury rezerwowej SDAC zmienia się odpowiednio w ust. 3 lit. (c):

[strona 14 z 21]

„(c) przyjmuje się, że globalne ograniczenia alokacji, jeśli zostały określone, ograniczają pozycję netto Core zgodnie z art. 7 ust. 6 i opisuje się je zgodnie z metodą opisaną w art. 18 ust. 2. Ograniczenia te dostosowuje się do oferowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych na pozostałych granicach obszarów rynkowych innych niż Core”.

3. Załącznik 1: Uzasadnienie zastosowania i metoda wyznaczania ograniczeń zewnętrznych powinny zostać odpowiednio zmienione

Tytuł Załącznika 1 otrzymuje brzmienie:

„Załącznik 1: Wykaz OSP CCR Core wraz z uzasadnieniem zastosowania i metodą wyznaczania ograniczeń zewnętrznych”

Tekst Załącznika 1 otrzymuje brzmienie:

„Ograniczenia zewnętrzne mogą być stosowane przez następujących OSP CCR Core:

1: Polska – PSE

Poniższy rozdział przedstawia uzasadnienie stosowania i metody wykorzystywanej obecnie przez OSP CCR Core do projektowania i wdrażania ograniczeń zewnętrznych, o ile jest to właściwe. Interpretacja prawna uprawnień do stosowania ograniczeń zewnętrznych i opis ich wkładu w realizację celów rozporządzenia CACM jest zawarta w dokumencie wyjaśniającym.

1. Polska:

PSE może wykorzystywać ograniczenie zewnętrzne do ograniczenia importu i eksportu dla polskiego obszaru rynkowego.

Uzasadnienie techniczne i prawne

Wdrożenie ograniczeń zewnętrznych stosowanych przez PSE dotyczy zintegrowanego procesu grafikowania IPS stosowanego w Polsce (zwanego również modelem centralnego dysponowania) oraz sposobu zapewniania rezerw mocy przez PSE. W obecnych ramach prawnych w Polsce nie ma wyraźnego procesu pozyskiwania rezerw mocy bilansującej – co powoduje istotną różnicę pomiędzy Polską a innymi krajami CCR Core w zakresie

podejścia do zapewniania dostępności rezerw wytwarzania. W związku z tym dla Polski jedynym sposobem zapewnienia wystarczających rezerw wytwarzania jest stosowanie ograniczeń alokacji, a tym samym ustalanie limitu ilości energii elektrycznej, jaka może być importowana lub eksportowana w SDAC. Ograniczenia alokacji zdolności przesyłowych są prawnie przewidzianymi środkami, określonymi w rozporządzeniu CACM (art. 23 ust. 3 i art. 21 ust. 1 lit. a) ppkt (ii) CACM).

W modelu centralnego dysponowania, w celu zbilansowania wytwarzania i zapotrzebowania oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, OSP dysponuje jednostkami wytwórczymi z uwzględnieniem ich ograniczeń ruchowych, ograniczeń przesyłowych i wymagań dotyczących rezerw mocy. Zadania te są realizowane w ramach zintegrowanego procesu grafikowania jako jeden problem optymalizacyjny określany jako dobór jednostek i ekonomiczny rozdział obciążeń (SCED) z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCUC)).

[strona 15 z 21]

Zintegrowany proces grafikowania rozpoczyna się po wyznaczeniu zdolności przesyłowych dnia następnego i SDAC i jest kontynuowany do czasu rzeczywistego. Oznacza to, że rezerwa mocy nie jest blokowana przez OSP przed SDAC i w efekcie nie jest usuwana z rynku hurtowego i SDAC. Jednak gdyby dostawcy usług bilansujących (jednostki wytwórcze) sprzedali już zbyt dużo energii na rynku dnia następnego z powodu dużego wolumenu eksportu, mogliby nie być w stanie zapewnić wystarczających rezerw mocy do regulacji w górę lub w dół w ramach zintegrowanego procesu grafikowania.[1]

W ramach ww. zintegrowanego procesu grafikowania jednostki wytwarzania przyłączone do sieci przesyłowej są dysponowane przez PSE w celu respektowania umowy zakupu energii elektrycznej zawartej pomiędzy uczestnikami rynku na rynku hurtowym, przy jednoczesnym minimalizowaniu ogólnych kosztów dostaw energii. PSE jest przy tym zobowiązane do przestrzegania warunków pracy systemu elektroenergetycznego, a także charakterystyki technicznej jednostek wytwarzania zarówno na poziomie poszczególnych jednostek wytwarzania, jak i na poziomie elektrowni.

Ograniczenia alokacji służą zatem ograniczaniu dostawców usług bilansujących do sprzedaży zbyt dużej ilości energii na rynku dnia następnego, tak aby zapewnić i egzekwować, że będą oni w stanie zapewnić wystarczającą rezerwę mocy w zintegrowanym procesie grafikowania, który jest prowadzony po zakończeniu rynku dnia następnego. Ograniczenie to nie może być skutecznie wyrażone poprzez przełożenie go na zdolności przesyłowe krytycznych elementów sieci oferowanych na rynku. Gdyby limit ten miał być odzwierciedlony w międzyobszarowych zdolnościach

przesyłowych oferowanych przez PSE w formie odpowiedniej korekty międzyobszarowych zdolności przesyłowych na granicach, oznaczałoby to, że PSE musiałyby odgadywać najbardziej prawdopodobny kierunek rynku (import lub eksport na poszczególnych połączeniach międzysystemowych) i odpowiednio zmniejszać międzyobszarowe zdolności przesyłowe w tych kierunkach. W podejściu opartym o przepływy byłyoby to konieczne dla każdego CNEC w formie zmniejszenia RAM. 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 międzysystemowe – przeliczanych na jednym połączeniu międzysystemowym i niedoszacowanych na drugim lub odwrotnie. Ponadto takie zmniejszenie RAM ograniczyłoby wymianę międzystrefową dla wszystkich granic obszarów rynkowych mających wpływ na polskie CNEC (tj. przepływy tranzytowe), natomiast ograniczenie alokacji ma wpływ jedynie na import lub eksport polskiego obszaru rynkowego, przy czym nie ma to wpływu na handel w innych obszarach rynkowych.

Ograniczenia alokacji są stosowane w procesie alokacji dnia następnego, z wartościami wyznaczonymi w dniu D-1, na każdą godzinę osobno na podstawie analizy wystarczalności wytwarzania dla tej godziny. Ustala się je dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co oznacza, że mają one zastosowanie jednocześnie dla wszystkich CCR, w których PSE mają co najmniej jedną granicę obszaru rynkowego (tj. Core, Baltic i Hansa). Rozwiązanie to jest najskuteczniejszym zastosowaniem ograniczeń zewnętrznych. Uwzględnienie ograniczeń alokacji oddzielnie dla każdego CCR wymagałoby rozbicia przez PSE globalnych ograniczeń zewnętrznych 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 rezerwy mocy do regulacji w dół, lub kiedy Polska nie jest w stanie eksportować więcej mocy wskutek niewystarczających rezerw mocy do regulacji w górę, polska infrastruktura przesyłowa nadal jest dostępna na potrzeby transgranicznego obrotu handlowego między innymi obszarami rynkowymi i między różnymi CCR. *[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 16 z 21]*

<sup>[1]</sup> Wniosek ten odnosi się również do sytuacji braku zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania w dół, które byłyby zagrożone, gdyby dostawcy usług bilansujących (jednostki wytwórcze) sprzedały zbyt mało energii na rynku dnia następnego wskutek zbyt dużego importu.

### **Metoda wyznaczania wartości ograniczeń zewnętrznych**

Przy wyznaczaniu ograniczeń zewnętrznych PSE uwzględniają najnowsze informacje o 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 przedziałów czasowych alokacji zdolności przesyłowych.

Zewnętrzne ograniczenia wyznacza się jako dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

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

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

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

Gdzie:

$P_{CD}$	Suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek dysponowanych centralnie zadeklarowana przez wytwórców <sup>1</sup>
$P_{CDmin}$	Suma minimów technicznych dostępnych jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie
$P_{NCD}$	Suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla przerywanego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych: prognoza PSE)
$P_{NA}$	Wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych (planowanych wyłączeń i/lub przewidywanych ograniczeń przesyłowych)
$P_{ER}$	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

---

<sup>1</sup> Należy zauważyć, że jednostki wytwórcze utrzymywane poza rynkiem na podstawie umów z OSP w sprawie rezerw strategicznych nie są uwzględniane w tym obliczeniu.

$P_{UPres}$

Minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w górę

$P_{DOWNres}$

Minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w dół

W celach ilustracyjnych proces praktycznego ustalania ograniczeń zewnętrznych w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego przedstawiono poniżej na rys. 1 i 2. Na rysunkach tych przedstawiono, w jaki sposób OSP opracowuje prognozę polskiego bilansu mocy dla każdej godziny w dniu dostawy rano w dniu D-1 w celu znalezienia rezerw zdolności wytwórczych dostępnych odpowiednio na potrzeby eksportu i importu dla rynku dnia następnego.

Ograniczenie zewnętrzne w kierunku eksportowym stosuje się, jeśli wartość DEksport jest mniejsza od sumy międzyobszarowych zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku eksportowym. Ograniczenie zewnętrzne w kierunku importowym stosuje się, jeśli wartość DImport jest mniejsza od sumy międzyobszarowych zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku importowym.

EN	PL	<p>1. Suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek centralnie dysponowanych zadeklarowana przez wytwórców, pomniejszona o:</p> <p>1.1. wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych</p> <p>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)</p> <p>2. Suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla przerywanego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych: prognoza PSE)</p>
Export	Eksport	
Generation	Wytwarzanie	
Load	Obciążenie	

	Prognoza zapotrzebowania autorstwa PSE 3. Minimalna wymagana rezerwa na potrzeby regulacji w górę
--	--

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

[strona 18 z 21]

EN	PL	1. Suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie  2. Suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla przerywanego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych: prognoza PSE)  3. Zapotrzebowanie prognozowane przez PSE, pomniejszone o: 3.1. Minimalna wymagana rezerwa na potrzeby regulacji w dół
Import	Import	
Generation	Wytwarzanie	
Load	Obciążenie	

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

### **Częstotliwość ponownych ocen**

Ograniczenia zewnętrzne ustala się w ciągłym procesie opartym na najnowszych informacjach dla każdego przedziału 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 okresu handlowego wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

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

Jak wspomniano powyżej, ograniczenia zewnętrzne ustala się w ciągłym procesie dla każdego przedziału czasowego alokacji, dzięki czemu mają one zastosowanie do wszystkich okresów handlowych wyznaczania zdolności przesyłowych rynku dnia następnego danego dnia alokacji.”

#### **Artykuł 4**

##### **Zmiany mające na celu odroczenie badań po uruchomieniu**

1. Artykuł 5. Określanie krytycznych elementów sieci i zdarzeń losowych zostaje odpowiednio zmieniona:

Ustęp 5 ulega zmianie w następujący sposób:

„5. Nie później niż sześćdziesiąt miesięcy po wdrożeniu niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 wszyscy OSP CCR Core wspólnie opracowują wykaz wewnętrznych elementów sieci (w połączeniu z odpowiednimi zdarzeniami losowymi), które mają zostać określone jako CNEC, i przedkładają go w tym samym terminie wszystkim organom regulacyjnym Core jako propozycję zmiany niniejszej metody zgodnie z art. 9 ust. 13 rozporządzenia CACM.  
*[zdanie kontynuowane na następnej stronie]*

*[strona 19 z 21]*

Po zatwierdzeniu zgodnie z art. 9 rozporządzenia CACM wykaz wewnętrznych CNEC stanowi załącznik do niniejszej metody”.

2. Artykuł 9. Metoda określania współczynników zmiany wytwarzania zostanie odpowiednio zmieniona:

Ustęp 6 ulega zmianie w następujący sposób:

„6. W terminie czterdziestu dwóch miesięcy od wdrożenia niniejszej metody zgodnie z art. 28 ust. 3 wszyscy OSP CCR Core opracowują propozycję dalszej harmonizacji metody określania współczynników zmiany wytwarzania i przedkładają ją w tym samym terminie wszystkim organom regulacyjnym Core jako propozycję zmiany tej metody zgodnie z art. 9 ust. 13 rozporządzenia CACM. Propozycja zawiera co najmniej:

- (a) kryteria i mierniki określania wydajności i efektywności współczynników GSK i umożliwiające ilościowe porównanie różnych GSK; oraz
- (b) ujednoliconą metodę wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania, w razie potrzeby w połączeniu z zasadami i kryteriami odstąpienia od ujednoliconej metody wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania dla każdego OSP.

## Artykuł 5

### Zmiana dotycząca zaawansowanego łączenia hybrydowego

1. Artykuł 11. Obliczenia współczynników rozptywu mocy i przepływów referencyjnych zostaną zmienione poprzez odpowiednią aktualizację definicji parametru  $PTDF_{H_2, l}$  w równaniu 5:

„ $PTDF_{H_2, l}$  współczynnik obszarowy  $PTDF$  typu zone-to-slack wirtualnego węzła  $H_2$  w CNEC  $l$ , gdzie  $H_2$  stanowi stację przekształtnikową w punkcie odbiorczym połączenia międzysystemowego HVDC  $H$  znajdującego się w obszarze rynkowym B”

2. Artykuł 12. Integracja międzysystemowych połączeń HVDC na granicach obszaru rynkowego CCR Core zostaje zmieniona poprzez odpowiednią aktualizację ust. 2:

„2. W celu obliczenia wpływu wymiany międzyobszarowej przez połączenie międzysystemowe HVDC zgodnie z ust. 1 na CNEC stacje przekształtnikowe międzyobszarowego HVDC modeluje się jako dwa wewnętrzne węzły wirtualne, które funkcjonują w sposób równoważny jak obszary rynkowe. Następnie wpływ wymiany pomiędzy A i B, będącymi albo obszarem rynkowym, albo zewnętrznym węzłem wirtualnym, w tego typu międzysystemowym połączeniu HVDC wyraża się jako wymianę z obszaru rynkowego lub zewnętrznego węzła wirtualnego A do wewnętrznego węzła wirtualnego stanowiącego punkt zasilania połączenia międzysystemowego HVDC, plus wymiana z wewnętrznego węzła wirtualnego stanowiącego punkt odbiorczy połączenia międzysystemowego do obszaru rynkowego lub zewnętrznego węzła wirtualnego B:

[strona 20 z 21]

3. Artykuł 13. Uwzględnienie granic obszarów rynkowych innych niż Core zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację ust. 3 lit. (b):

„(b) CNEC dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core w AHC ograniczają nie tylko pozycje netto głównych obszarów rynkowych wynikające z wymiany na granicach obszarów rynkowych CCR Core, ale także wymiany na granicach obszarów rynkowych między CCR Core a odpowiednimi sąsiednimi obszarami rynkowymi.

OSP CCR Core stosujący AHC wprowadzają co najmniej jeden zewnętrzny węzeł wirtualny dla każdej granicy AHC, co oznacza, że wiele połączeń międzysystemowych (niezależnie od tego, czy są to połączenia międzysystemowe HVDC czy AC) na jednej granicy AHC można przypisać do oddzielnych pojazdów elektrycznych”.



4. Artykuł 17. Korektę pod kątem minimalnego RAM zmienia się poprzez odpowiednią aktualizację równania 10:
- „ $F_{0,Core}$  Przepływ na CNEC w sytuacji bez wymiany handlowej w ramach CCR Core i bez wymiany handlowej na granicach AHC”

### **Artykuł 6**

#### **Zmiana dotycząca wyzwania związanego z przepływem kołowym wokół połączeń międzysystemowych HVDC**

1. Artykuł 12. Integracja międzysystemowych połączeń HVDC na granicach obszaru rynkowego CCR Core zostaje zmieniona poprzez odpowiednią aktualizację ust. 4:

„4. Wewnętrzne węzły wirtualne wprowadzone tą metodą są wykorzystywane wyłącznie do modelowania wpływu wymiany za pośrednictwem połączenia międzysystemowego HVDC i w algorytmie łączenia nie są do tych wewnętrznych węzłów wirtualnych dołączane żadne zlecenia. Dwa wewnętrzne węzły wirtualne będą miały łączną pozycję netto 0 MW, ale ich indywidualna pozycja netto będzie odzwierciedlać wymiany przez połączenie międzysystemowe. Oparte o przepływy pozycje netto tych wewnętrznych wirtualnych węzłów powinny być tej samej wielkości, ale będą miały przeciwny znak.

$PTDF_{VH,1,L}$  i  $PTDF_{VH,2,L}$  wszystkich CNEC lub tylko podzbioru CNEC można ustawić na zero przed łączeniem rynków dnia następnego, jeżeli  $[PTDF_{VH,1,L} - PTDF_{VH,2,L}]$  jest poniżej określonego progu. Dostosowanie należy przeprowadzić po optymalizacji NRAO opisanej w art. 16 i przed etapami weryfikacji opisanymi w art. 20. Wartość progowa PTDF nie może przekraczać 1% i może być stosowana w okresie przejściowym poprzedzającym proces uruchomienia CCR Core ROSC, który wdraża metodę opracowaną zgodnie z art. 76 ust. 1 rozporządzenia SO.

OSP CCR Core składają kwartalne sprawozdania na temat wstępnej konfiguracji i wszelkich zmian tego progu wraz z wpływem, jaki pociąga za sobą niezerowy próg i należyte uzasadnienie”.

### **Artykuł 7**

#### **Zmiana dotycząca daty uruchomienia łączenia rynków dnia następnego w oparciu o przepływy w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core**

1. Artykuł 28. Ramy czasowe wdrażania zostają zmieniony poprzez odpowiednią aktualizację ust. 3:

[strona 21 z 21]

„3. OSP CCR Core wdrożą niniejszą metodę najpóźniej do 8 czerwca 2022 r. Proces wdrażania, który rozpocznie się wraz z wejściem w życie niniejszej metody i zakończy do 8 czerwca 2022 r. składa się z następujących etapów”.

[koniec tłumaczenia]

---

**Rep. 136/2024**

Ja, niżej podpisana Marta Anna van der Hoeven, tłumacz przysięgły języka angielskiego zarejestrowana w Ministerstwie Sprawiedliwości na oficjalnej liście tłumaczy przysięgłych pod numerem TP/6077/05 niniejszym potwierdzam, iż powyższy tekst jest wiernym tłumaczeniem dokumentu sporządzonego w języku angielskim.

Warszawa, 08 lutego 2024 r.