KOMISJA
EUROPEJSKA

Bruksela, dnia 23.2.2017 r.
COM(2016) 861 final

ANNEX 1

ZAŁĄCZNIK

do

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady

w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej

{SWD(2016) 410 final}
{SWD(2016) 411 final}
{SWD(2016) 412 final}
{SWD(2016) 413 final}

↓ 714/2009

ZAŁĄCZNIK I

~~WYTYCZNE W SPRAWIE ZARZĄDZANIA I ALOKACJI DOSTĘPNEJ ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWEJ POŁĄCZEŃ WZAJEMNYCH MIĘDZY SYSTEMAMI KRAJOWYMI~~

~~1. Przepisy ogólne~~

~~1.1. Operatorzy systemów przesyłowych (OSP) starają się przyjmować wszystkie transakcje handlowe, łącznie z tymi, które dotyczą handlu transgranicznego.~~

~~1.2. Jeśli nie występują ograniczenia, nie można w żaden sposób ograniczać dostępu do połączenia wzajemnego. Tam, gdzie zazwyczaj nie występują ograniczenia, nie ma potrzeby wprowadzania stałej ogólnej procedury alokacji w odniesieniu do dostępu do transgranicznej usługi przesyłowej.~~

~~1.3. W przypadku gdy zaplanowanych transakcji handlowych nie da się pogodzić z bezpieczną eksploatacją sieci, OSP łagodzą ograniczenia zgodnie z wymogami bezpieczeństwa operacyjnego sieci, starając się jednocześnie zapewnić, aby związane z tym koszty pozostały na ekonomicznie wydajnym poziomie. Tam, gdzie nie można zastosować środków o niższych kosztach, należy przewidzieć możliwość przekierowania lub wymiany kompensacyjnej.~~

~~1.4. W przypadku gdy występują ograniczenia strukturalne, OSP natychmiast wdrażają odpowiednie, uprzednio określone i uzgodnione metody i ustalenia w zakresie zarządzania ograniczeniami. Metody zarządzania ograniczeniami powinny zapewniać zgodność fizycznych przepływów mocy wynikających z alokowanej zdolności przesyłowej ze standardami bezpieczeństwa sieci.~~

~~1.5. Przyjęte metody zarządzania ograniczeniami dają skuteczne sygnały ekonomiczne uczestnikom rynku i OSP, wspierają konkurencję i nadają się do stosowania na skalę regionalną i wspólnotową.~~

~~1.6. W zarządzaniu ograniczeniami nie stosuje się żadnych rozróżnień dotyczących transakcji. Dany wniosek o usługę przesyłową można odrzucić wyłącznie, jeśli spełnione są łącznie następujące warunki:~~

~~a) przyrost fizycznych przepływów mocy w wyniku przyjęcia tego wniosku doprowadzi do sytuacji, w której nie będzie możliwe dalsze zagwarantowanie bezpiecznej eksploatacji systemu energetycznego; oraz~~

~~b) wartość danego wniosku w ramach procedury zarządzania ograniczeniami, wyrażona jako kwota pieniężna, jest niższa niż wartość wszystkich innych wniosków, jakie zamierza się przyjąć, dotyczących tej samej usługi i tych samych warunków.~~

~~1.7. Określając stosowne obszary sieci, w których i między którymi ma być stosowane zarządzanie ograniczeniami, OSP kierują się zasadami ograniczania kosztów i minimalizacji negatywnego wpływu na rynek wewnętrzny energii elektrycznej. W szczególności OSP nie ograniczają zdolności połączenia wzajemnego w celu rozwiązania ograniczeń w swoich własnych rejonach sterowania, chyba że robią to z wymienionych wyżej powodów lub ze~~

względu na bezpieczeństwo operacyjne[1]. Jeśli taka sytuacja ma miejsce, OSP opisują ją i przedstawiają w przejrzysty sposób wszystkim użytkownikom systemu. Sytuacja taka jest tolerowana jedynie do czasu znalezienia rozwiązania długoterminowego. OSP przedstawiają metodę i projekty dotyczące takiego rozwiązania długoterminowego oraz przedstawiają je w przejrzysty sposób wszystkim użytkownikom systemu.

1.8. Bilansując sieć wewnątrz rejonu sterowania środkami operacyjnymi w sieci i poprzez przekierowanie, OSP biorą pod uwagę wpływ tych środków na sąsiednie rejony sterowania.

1.9. Do dnia 1 stycznia 2008 r. ustanawia się w skoordynowany sposób i w bezpiecznych warunkach operacyjnych mechanizmy śródziennego zarządzania ograniczeniami połączeń wzajemnych w celu zmaksymalizowania możliwości handlowych i umożliwienia bilansowania transgranicznego.

1.10. Krajowe organy regulacyjne regularnie oceniają metody zarządzania ograniczeniami, zwracając szczególną uwagę na zgodność z zasadami i przepisami ustanowionymi w niniejszym rozporządzeniu i w tych wytycznych, oraz z warunkami ustanowionymi przez same organy regulacyjne zgodnie z tymi zasadami i przepisami. Ocena taka obejmuje konsultacje z wszystkimi uczestnikami rynku oraz specjalne badania.

2. Metody zarządzania ograniczeniami

2.1. Metody zarządzania ograniczeniami mają charakter rynkowy, aby sprzyjać wydajnemu handlowi transgranicznemu. W tym celu zdolność można alokować wyłącznie w drodze przetargów typu explicit (zdolność) lub implicit (zdolność i energia). Obie metody mogą funkcjonować jednocześnie dla tego samego połączenia wzajemnego. Handel śródzienny może odbywać się w drodze notowań ciągłych.

2.2. W zależności od warunków konkurencji może zachodzić konieczność, aby mechanizmy zarządzania ograniczeniami umożliwiały zarówno długoterminową, jak i krótkoterminową alokację zdolności przesyłowej.

2.3. W ramach każdej procedury alokacji zdolności należy alokować określoną część dostępnej zdolności połączenia wzajemnego wraz z wszelką pozostałą zdolnością niealokowaną uprzednio oraz wszelką zdolnością z poprzednich alokacji zwolnioną przez posiadaczy zdolności.

2.4. OSP zapewniają optymalny stopień stałości zdolności, uwzględniając obowiązki i prawa zaangażowanych OSP oraz obowiązki i prawa uczestników rynku, w celu ułatwienia skutecznej i wydajnej konkurencji. Odpowiednia część zdolności może zostać zaoferowana na rynku z mniejszym stopniem stałości, przy czym dokładne warunki transportu po liniach transgranicznych są zawsze podawane do wiadomości uczestników rynku.

2.5. Prawa dostępu dotyczące alokacji długo- i średnioterminowej są stałymi prawami do zdolności. W chwili nominacji podlegają one zasadom „use-it-or-lose-it" lub „use-it-or-sell-it".

2.6. OSP określają odpowiednią strukturę dla alokacji zdolności dla różnych ram czasowych. Może ona uwzględniać możliwość zarezerwowania minimalnego udziału procentowego zdolności połączenia wzajemnego na alokacje codzienne lub śródzienne. Taka struktura alokacji podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez właściwe organy regulacyjne. Przygotowując swoje propozycje OSP uwzględniają:

a) charakterystykę rynków;

[1] Bezpieczeństwo eksploatacji oznacza „przestrzeganie uzgodnionych granic bezpieczeństwa w systemie przesyłowym".

b) warunki operacyjne, takie jak skutki kompensowania systemów zgłoszonych na stałe;

c) poziom harmonizacji między udziałami procentowymi i okresami przyjętymi w poszczególnych stosowanych mechanizmach alokacji zdolności.

2.7. W ramach alokacji zdolności nie stosuje się dyskryminacji między uczestnikami rynku zamierzającymi zrealizować swoje prawo do wykorzystania umów dwustronnych na dostawy energii i tymi, którzy składają oferty na giełdach energii elektrycznej. Wygrywa najwyższa oferta w danych ramach czasowych, niezależnie od tego, czy została złożona w ramach aukcji typu *implicit* czy *explicit*.

2.8. W regionach, w których rynki umów terminowych dla energii elektrycznej są dobrze rozwinięte, a ich skuteczność sprawdzona, cała zdolność może być alokowana w drodze przetargów typu implicit.

2.9. Ustalanie cen wywoławczych w ramach metod alokacji zdolności nie jest dozwolone, przy czym nie dotyczy to nowych połączeń wzajemnych, które korzystają ze zwolnienia zgodnie z art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 lub art. 17 niniejszego rozporządzenia.

2.10. Wszyscy potencjalni uczestnicy rynku są co do zasady bez ograniczeń dopuszczeni do udziału w procedurze alokacji. W celu uniknięcia tworzenia lub pogłębiania problemów związanych z możliwością wykorzystania pozycji dominującej przez jakiegokolwiek uczestnika rynku, odpowiednie organy regulacyjne lub organy ochrony konkurencji mogą w stosownych przypadkach nałożyć ograniczenia ogólne lub ograniczenia dotyczące danego przedsiębiorstwa z uwagi na jego pozycję dominującą na rynku.

2.11. Uczestnicy rynku w określonym terminie w sposób definitywny określają swój poziom wykorzystania zdolności wobec OSP dla każdego okresu czasu. Termin ten należy ustalić w taki sposób, aby OSP mogli przenosić niewykorzystaną zdolność w celu alokowania jej w następnym stosownym okresie, także w ramach sesji śródziennych.

2.12. Istnieje możliwość swobodnego handlu zdolnością na rynku wtórnym, przy czym OSP są informowani o takich działaniach z odpowiednim wyprzedzeniem. Jeśli OSP odmawia jakiegokolwiek handlu na rynku wtórnym (transakcja), musi w jasny i przejrzysty sposób zakomunikować i wyjaśnić to wszystkim uczestnikom rynku oraz powiadomić o tym organ regulacyjny.

2.13. Konsekwencjami finansowymi nieprzestrzegania obowiązków związanych z alokacją zdolności przesyłowych obciąża się te podmioty, które są za to nieprzestrzeganie odpowiedzialne. W sytuacji gdy uczestnicy rynku nie wykorzystują zdolności przesyłowych, które zobowiązali się wykorzystać, lub – w przypadku zdolności przesyłkowych będących przedmiotem aukcji typu *explicit* – nie odsprzedadzą ich na rynku wtórnym ani nie zwrócą w stosownym terminie, tracą oni prawo do tych zdolności przesyłowych i uiszczają opłatę odzwierciedlającą koszty. Wszelkie opłaty odzwierciedlające koszty nakładane z tytułu niewykorzystania zdolności przesyłowych muszą być uzasadnione i proporcjonalne. Podobnie jeśli OSP nie wypełnia swoich obowiązków, odpowiedzialny jest za zrekompensowanie uczestnikowi rynku utratę prawa do zdolności. W takich przypadkach nie uwzględnia się żadnych strat wtórnych. Najważniejsze pojęcia i metody stosowane przy określaniu odpowiedzialności w przypadku nieprzestrzegania zobowiązań określa się z wyprzedzeniem w odniesieniu do konsekwencji finansowych oraz poddaje przeglądowi przeprowadzanemu przez odpowiedni krajowy organ regulacyjny lub odpowiednie krajowe organy regulacyjne.

3. Koordynacja

3.1. OSP, którzy biorą udział w alokacji zdolności w ramach połączenia wzajemnego, koordynują i realizują taką alokację przy użyciu wspólnych procedur alokacji. W

przypadkach kiedy oczekuje się, że wymiana handlowa między dwoma krajami (OSP) może znacząco wpłynąć na warunki fizycznego przepływu w jakimkolwiek kraju trzecim (u jakiegokolwiek innego OSP), metody zarządzania ograniczeniami są koordynowane w ramach wspólnej procedury zarządzania ograniczeniami i przez wszystkich OSP, na których wpływa taka wymiana. Krajowe organy regulacyjne i OSP zapewniają, aby nie opracowywano jednostronnie żadnej procedury zarządzania ograniczeniami, która miałaby znaczący wpływ na fizyczne przepływy energii elektrycznej w innych sieciach.

3.2. Do dnia 1 stycznia 2007 r. kraje należące do wymienionych niżej regionów rozpoczynają stosowanie między sobą wspólnych skoordynowanych metod i procedur zarządzania ograniczeniami na rynku, przynajmniej raz do roku, co miesiąc i z jednodniowym wyprzedzeniem:

a) Europa Północna (tj. Dania, Szwecja, Finlandia, Niemcy i Polska);

b) Europa Północno-Zachodnia (tj. Benelux, Niemcy i Francja);

c) Włochy (tj. Włochy, Francja, Niemcy, Austria, Słowenia i Grecja);

d) Europa Środkowo-Wschodnia (tj. Niemcy, Polska, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Austria i Słowenia);

e) Europa Południowo-Zachodnia (tj. Hiszpania, Portugalia i Francja);

f) Zjednoczone Królestwo, Irlandia i Francja;

g) Państwa Bałtyckie (tj. Estonia, Łotwa i Litwa).

W przypadku połączeń wzajemnych między krajami należącymi do więcej niż jednego regionu można stosować odmienne metody zarządzania ograniczeniami w celu zapewnienia zgodności z metodami stosowanymi w innych regionach, do których należą te kraje. W takich przypadkach dany OSP proponuje metodę, która podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez odpowiednie organy regulacyjne.

3.3. W regionach, o których mowa w ppkt 2.8, można alokować całą zdolność połączenia wzajemnego w drodze alokacji z jednodniowym wyprzedzeniem.

3.4. We wszystkich siedmiu regionach określa się wzajemnie zgodne procedury zarządzania ograniczeniami z myślą o stworzeniu prawdziwie zintegrowanego rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Podmioty działające na rynku nie mogą być narażone na problem niezgodności systemów regionalnych.

3.5. W celu wspierania uczciwej i skutecznej konkurencji oraz handlu transgranicznego, koordynacja między OSP należącymi do regionów wymienionych w ppkt 3.2 obejmuje wszystkie etapy, poczynając od wyliczeń zdolności przez optymalizację alokacji aż po bezpieczeństwo eksploatacji sieci, z wyraźnym podziałem odpowiedzialności. Koordynacja obejmuje w szczególności:

a) stosowanie wspólnego modelu przesyłu skutecznego dla współzależnych fizycznych przepływów pętlowych i uwzględniającego różnice między przepływami fizycznymi i handlowymi;

b) alokację i przyznawanie zdolności skuteczne dla współzależnych fizycznych przepływów pętlowych;

c) identyczne obowiązki posiadaczy zdolności w zakresie przekazywania informacji na temat zamierzonego sposobu jej wykorzystania, tj. nominacja zdolności (w przypadku przetargów typu explicit);

d) identyczne okresy czasu i terminy zamknięcia;

e) identyczną strukturę alokacji zdolności między różnymi okresami czasu (na przykład 1 dzień, 3 godziny, 1 tydzień itd.) oraz strukturę sprzedawanych bloków zdolności (ilość energii w MW, MWh itd.);

f) jednolite ramy umów zawieranych z uczestnikami rynku;

g) weryfikację przepływów służącą zapewnieniu zgodności z wymogami bezpieczeństwa sieci w związku z planowaniem operacyjnym i działaniem w czasie rzeczywistym;

h) księgowanie i rozliczanie działań z zakresu zarządzania ograniczeniami.

3.6. Koordynacja obejmuje również wymianę informacji między operatorami działającymi między systemami przesyłowymi. Charakter, terminy i częstotliwość wymiany informacji są zgodne z działaniami określonymi w ppkt 3.5 oraz ze sposobem funkcjonowania rynków energii elektrycznej. Wymiana informacji w szczególności umożliwia OSP sporządzanie możliwie najlepszych prognoz ogólnej sytuacji w sieci służących ocenie przepływów w ich sieciach i dostępnych zdolności połączeń wzajemnych. Każdy OSP, który zbiera informacje w imieniu innych OSP, przekazuje zebrane dane OSP biorącemu udział tej procedurze.

4. Harmonogram działania rynku

4.1. Alokacja dostępnej zdolności odbywa się z odpowiednim wyprzedzeniem. Przed dokonaniem alokacji zaangażowani OSP wspólnie publikują informacje na temat zdolności przeznaczonej do alokacji, w stosownych sytuacjach uwzględniając zdolność zwolnioną w ramach wszelkich stałych praw do przesyłu oraz, w stosownych przypadkach, związaną z nią skompensowaną zdolność przyznaną, wraz z informacją na temat ewentualnych okresów, w których zdolność będzie ograniczona lub nie będzie dostępna (np. z powodu prac konserwacyjnych).

4.2. Przyznawanie praw do przesyłu odbywa się z odpowiednim wyprzedzeniem, przed przeprowadzanymi z jednodniowym wyprzedzeniem sesjami wszystkich odpowiednich rynków zorganizowanych i przed opublikowaniem informacji na temat zdolności przeznaczonej do alokacji w ramach mechanizmu alokacji z jednodniowym wyprzedzeniem lub alokacji śródziennej, przy czym należy uwzględniać wszystkie kwestie dotyczące bezpieczeństwa sieci. Przyznane prawa do przesyłu w przeciwnym kierunku są skompensowane w celu zapewnienia wydajnego wykorzystania połączenia wzajemnego.

4.3. Kolejne śródzienne alokacje dostępnej zdolności dla dnia „D” odbywają się w dniu „D-1” i w dniu „D”, po wydaniu orientacyjnych lub faktycznych planów produkcji sporządzanych z jednodniowym wyprzedzeniem.

4.4. Przygotowując eksploatację sieci z jednodniowym wyprzedzeniem, OSP wymieniają się z sąsiednimi OSP informacjami obejmującymi przewidywaną topologię sieci, dostępność jednostek generujących oraz przewidywany poziom wytwarzania, a także przepływy obciążeń w celu zoptymalizowania wykorzystania całej sieci przy użyciu środków operacyjnych zgodnie z zasadami bezpiecznej eksploatacji sieci.

5. Przejrzystość

5.1. OSP publikują wszystkie istotne dane dotyczące dostępności sieci, dostępu do sieci i wykorzystania sieci, w tym sprawozdania na temat miejsc i przyczyn występowania ograniczeń, zastosowanych metod zarządzania ograniczeniami i przyszłych planów zarządzania.

5.2. OSP publikują ogólne opisy metod zarządzania ograniczeniami stosowanych w różnych okolicznościach w celu zmaksymalizowania zdolności dostępnej na rynku, a także ogólne systemy wyliczania zdolności połączenia wzajemnego dla różnych okresów na podstawie

~~elektrycznych i fizycznych warunków w sieci. Każdy taki system podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez organy regulacyjne danych państw członkowskich.~~

~~5.3. OSP sporządzają i w przejrzysty sposób udostępniają wszystkim potencjalnym użytkownikom sieci szczegółowe opisy stosowanych procedur zarządzania ograniczeniami i alokacji zdolności wraz z terminami i procedurami składania wniosków o zdolność, opisem oferowanych produktów oraz informacją o prawach i obowiązkach OSP i stron otrzymujących zdolność, w tym informacją o odpowiedzialności w przypadku niewypełnienia obowiązków.~~

~~5.4. Standardy bezpieczeństwa dotyczące eksploatacji i planowania stanowią integralną część informacji publikowanych przez OSP w postaci otwartego i dostępnego publicznie dokumentu. Dokument taki również podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez krajowe organy regulacyjne.~~

~~5.10. OSP regularnie wymieniają się zbiorem odpowiednio dokładnych danych na temat sieci i przepływu obciążenia, które umożliwiają każdemu operatorowi wyliczanie przepływu obciążenia na właściwym dla niego obszarze. Ten sam zbiór danych udostępnia się organom regulacyjnym i Komisji na ich wniosek. Organy regulacyjne i Komisja zapewniają poufne traktowanie tego zbioru danych zarówno przez siebie, jak i przez wszystkich konsultantów prowadzących dla nich prace analityczne w oparciu o te dane.~~

~~6. Wykorzystywanie dochodu z ograniczeń~~

~~6.1. Procedury zarządzania ograniczeniami dotyczące określonego przedziału czasowego mogą generować przychody tylko w przypadku wystąpienia ograniczeń w tym właśnie przedziale czasowym, poza przypadkami nowych połączeń wzajemnych korzystających ze zwolnienia na mocy art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 lub art. 17 niniejszego rozporządzenia. Procedura podziału tych dochodów podlega przeglądowi przeprowadzanemu przez organy regulacyjne, przy czym nie może ona zakłócać procesu alokacji na korzyść jakiejkolwiek strony, występującej z wnioskiem o zdolność lub o energię, ani zniechęcać do zmniejszania ograniczeń.~~

~~6.2. Krajowe organy regulacyjne zachowują przejrzystość w zakresie wykorzystywania przychodów z alokacji zdolności połączeń wzajemnych.~~

~~6.3. Dochód z ograniczeń jest dzielony między zaangażowanych OSP zgodnie z kryteriami ustalonymi między tymi OSP i poddanymi przeglądowi przez właściwe organy regulacyjne.~~

~~6.4. OSP z wyprzedzeniem ustalają sposób wykorzystania wszelkich dochodów z ograniczeń, jakie mogą uzyskać, a następnie przedstawiać sprawozdania z faktycznego wykorzystania takich dochodów. Organy regulacyjne weryfikują, czy sposób wykorzystania takiego dochodu jest zgodny z niniejszym rozporządzeniem i z tymi wytycznymi, i czy łączna kwota dochodu z ograniczeń uzyskanego w ramach alokacji zdolności połączenia wzajemnego została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech celów określonych w art. 16 ust. 6 niniejszego rozporządzenia.~~

~~6.5. Każdego roku, do dnia 31 lipca, organy regulacyjne opublikują sprawozdanie zawierające kwotę przychodów uzyskanych w okresie dwunastu miesięcy kończącym się 30 czerwca tego roku i przedstawiające sposób wykorzystania tego dochodu, wraz z weryfikacją, czy dochód ten został wykorzystany zgodnie z niniejszym rozporządzeniem i wytycznymi i czy łączna kwota dochodu z ograniczeń została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech zalecanych celów.~~

~~6.6. Preferuje się, by dochód z ograniczeń wykorzystywany na inwestycje służące zachowaniu lub zwiększeniu zdolności połączeń wzajemnych był przeznaczany na uprzednio~~

~~wskazane szczegółowe projekty, które przyczyniają się do zmniejszenia istniejących ograniczeń i mogą zostać wdrożone w rozsądnym czasie, zwłaszcza biorąc pod uwagę proces uzyskiwania zezwoleń.~~

⇩ nowy

FUNKCJE REGIONALNYCH CENTRÓW OPERACYJNYCH

1. Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych

1.1. Regionalne centra operacyjne prowadzą skoordynowane wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych.

1.2. Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się w odpowiednim czasie dla każdego przedziału czasowego funkcjonowania rynku oraz tak często, jak jest to konieczne w przedziale czasowym obejmującym dzień bieżący.

1.3. Skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dokonuje się w oparciu o wspólny model systemu zgodnie z pkt 2 oraz o metodę skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych opracowaną przez operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.

1.4. Skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych zapewnia wydajne zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zarządzania ograniczeniami określonymi w niniejszym rozporządzeniu.

2. Skoordynowana analiza bezpieczeństwa

2.1. Regionalne centra operacyjne przeprowadzają skoordynowaną analizę bezpieczeństwa mającą na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu.

2.2. Analizę bezpieczeństwa przeprowadza się dla wszystkich przedziałów czasowych planowania operacyjnego z wykorzystaniem wspólnych modeli systemu.

2.3. Regionalne centra operacyjne udostępniają wyniki skoordynowanej analizy bezpieczeństwa przynajmniej operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu.

2.4. Jeżeli w wyniku skoordynowanej analizy bezpieczeństwa regionalne centrum operacyjne wykryje ewentualne ograniczenie, opracowuje działania naprawcze służące maksymalizacji efektywności ekonomicznej.

3. Tworzenie wspólnych modeli systemu

3.1. Regionalne centra operacyjne ustanawiają efektywne procesy tworzenia wspólnego modelu systemu dla każdego przedziału czasowego planowania operacyjnego.

3.2. Operatorzy systemów przesyłowych wyznaczają jedno regionalne centrum operacyjne do celów stworzenia wspólnego modelu systemu dla wszystkich regionów.

3.3. Wspólne modele systemów uwzględniają istotne dane do celów efektywnego planowania operacyjnego i wyznaczania zdolności przesyłowych we wszystkich przedziałach czasowych planowania operacyjnego.

3.4. Wspólne modele systemów udostępnia się wszystkim regionalnym centrom operacyjnym, operatorom systemów przesyłowych, ENTSO energii elektrycznej oraz Agencji, na jej wniosek.

4. **Ocena spójności stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu**

4.1. Wszyscy operatorzy systemów przesyłowych uzgadniają próg, powyżej którego wpływ działań podejmowanych przez jednego operatora systemu przesyłowego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych w stanie zagrożenia, stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu uznaje się za znaczny w stosunku do innych operatorów systemów przesyłowych wzajemnie połączonych synchronicznie lub niesynchronicznie.

4.2. Stosując próg określony zgodnie z pkt 4.1, każde regionalne centrum operacyjne zapewnia wsparcie operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy ocenie spójności stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych planów obrony systemu przed zagrożeniami i planów odbudowy systemu.

4.3. Udzielając wsparcia operatorom systemów przesyłowych, regionalne centrum operacyjne:

a) identyfikuje potencjalne niezgodności;

b) proponuje działania zaradcze.

4.4. Operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają proponowane działania zaradcze.

5. **Koordynacja i optymalizacja procesu odbudowy systemu na poziomie regionalnym**

5.1. Regionalne centra operacyjne wyposaża się w systemy kontroli nadzorczej i pozyskiwania danych działające w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego z poziomem obserwowalności określonym przy zastosowaniu progu zdefiniowanego zgodnie z pkt 4.1.

5.2. Każde odpowiednie regionalne centrum operacyjne zapewnia pomoc wyznaczonym liderom częstotliwości oraz liderom resynchronizacji w celu zwiększenia efektywności i skuteczności procesu odbudowy systemu. Operatorzy systemów przesyłowych mogą zwracać się o pomoc do regionalnych centrów operacyjnych, jeżeli ich system znajduje się w stanie zaniku zasilania lub stanie odbudowy systemu.

6. **Analiza i sprawozdawczość poeksploatacyjna i pozakłóceniowa**

6.1. Regionalne centra operacyjne badają każdy incydent powodujący przekroczenie progu określonego zgodnie z pkt 4.1 oraz sporządzają z niego sprawozdanie. Organy regulacyjne właściwe dla regionu pracy systemu oraz Agencja mogą uczestniczyć w badaniu na swój wniosek. W sprawozdaniu formułuje się zalecenia mające na celu zapobiegnięcie podobnym incydentom w przyszłości.

6.2. Sprawozdanie udostępnia się wszystkim operatorom systemów przesyłowych, organom regulacyjnym, Komisji i Agencji. Agencja może wydać zalecenia mające na celu zapobiegnięcie podobnym incydentom w przyszłości.

7. **Określanie wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym**

7.1. Regionalne centra operacyjne określają wymogi w zakresie rezerwy mocy dla regionu pracy systemu. Określanie wymogów w zakresie rezerwy mocy:

a) służy ogólnemu celowi, jakim jest utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu w sposób jak najbardziej wydajny pod względem kosztów;

b) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny lub dzień bieżący;

c) prowadzi do określenia łącznej wielkości wymaganej rezerwy mocy dla regionu pracy systemu;

d) prowadzi do określenia minimalnych wymogów w zakresie rezerwy mocy dla każdego rodzaju rezerwy mocy;

e) uwzględnia możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupu;

f) prowadzi do sformułowania niezbędnych wymogów na potrzeby ewentualnego podziału geograficznego wymaganej rezerwy mocy.

8. **Ułatwianie zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym**

8.1. Regionalne centra operacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy określaniu wielkości mocy bilansującej, którą należy zakupić. Określenie wielkości mocy bilansującej:

a) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny lub dzień bieżący;

b) uwzględnia możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupów;

c) uwzględnia wielkość wymaganej rezerwy mocy, którą powinny zapewnić oferty zakupu energii bilansującej, których nie złożono w oparciu o umowę dotyczącą mocy bilansującej.

8.2. Regionalne centra operacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy nabywaniu wymaganej wielkości mocy bilansującej określonej zgodnie z pkt 8.1. Zakupy mocy bilansującej:

a) przeprowadza się dla przedziałów czasowych obejmujących dzień następny lub dzień bieżący;

b) uwzględniają możliwości zastępowania poszczególnych rodzajów rezerw mocy innymi rodzajami rezerw mocy w celu zminimalizowania kosztów zakupów.

9. Prognozy wystarczalności sytemu na poziomie regionalnym i opracowywanie działań ograniczających ryzyko

9.1. Regionalne centra operacyjne przeprowadzają oceny wystarczalności na poziomie regionalnym w przedziale czasowym od następnego tygodnia do dnia bieżącego.

9.2. Regionalne centra operacyjne opierają ocenę wystarczalności na informacjach przekazanych przez operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu w celu wykrycia przypadków spodziewanego braku wystarczalności w dowolnym obszarze regulacyjnym lub na poziomie regionalnym. Regionalne centra operacyjne uwzględniają możliwe wymiany międzyobszarowe oraz limity bezpieczeństwa pracy systemu we wszystkich przedziałach czasowych planowania operacyjnego.

9.3. Przeprowadzając ocenę wystarczalności mocy wytwórczych na poziomie regionalnym, regionalne centrum operacyjne koordynuje swoje prace z innymi regionalnymi centrami operacyjnymi w celu:

a) weryfikacji założeń i prognoz bazowych;

b) wykrycia ewentualnych przypadków braku wystarczalności w wymiarze międzyregionalnym.

9.4. Każde regionalne centrum operacyjne dostarcza operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu oraz innym regionalnym centrom operacyjnym wyniki ocen wystarczalności mocy wytwórczych na poziomie regionalnym wraz z propozycją działań mających na celu ograniczenie ryzyka braku wystarczalności.

10. Regionalna koordynacja przerw w dostawie energii elektrycznej

10.1. Każde regionalne centrum operacyjne prowadzi koordynację przerw w dostawie energii elektrycznej w celu monitorowania stanu dostępności odpowiednich aktywów oraz koordynacji ich planów dostępności, aby zapewnić bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego przy maksymalizacji zdolności połączeń wzajemnych lub systemów przesyłowych mających wpływ na przepływy międzyobszarowe.

10.2. Każde regionalne centrum operacyjne prowadzi pojedynczy wykaz istotnych elementów sieci, modułów wytwarzania energii i instalacji odbiorczych w danym regionie pracy systemu oraz udostępnia go w środowisku danych planowania operacyjnego ENTSO-E.

10.3. Każde regionalne centrum operacyjne prowadzi następujące działania związane z koordynacją przerw w dostawie energii elektrycznej w regionie pracy systemu:

a) ocena zgodności planowania wyłączeń z wykorzystaniem sporządzanych przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych planów dostępności na następny rok;

b) udostępnianie operatorom systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu wykazu wykrytych niezgodności planowania oraz proponowanych rozwiązań mających na celu wyeliminowanie tych niezgodności.

11. Optymalizacja mechanizmów rozliczeń międzyoperatorskich

11.1. Regionalne centra operacyjne wspierają operatorów systemów przesyłowych z danego regionu pracy systemu przy administrowaniu przepływami finansowymi związanymi z rozliczeniami międzyoperatorskimi, które dotyczą co najmniej dwóch operatorów systemów przesyłowych, takich jak koszty redysponowania, dochód z ograniczeń, niezamierzone odchylenia lub koszty zakupu rezerw.

12. Szkolenia i certyfikacja

12.1. Regionalne centra operacyjne opracowują i realizują szkolenia i programy certyfikacji skupiające się na pracy systemu w regionie, skierowane do pracowników zatrudnionych w działach planowania i sterowniach operatorów systemów przesyłowych z regionu pracy systemu.

12.2. Szkolenia obejmują wszystkie istotne elementy pracy systemu, w tym regionalne scenariusze kryzysowe.

13. Identyfikacja sytuacji kryzysowych w regionie oraz opracowywanie scenariuszy ograniczania ryzyka mających na celu przegląd planów gotowości na wypadek zagrożeń ustanowionych w państwach członkowskich

13.1. Jeżeli ENTSO energii elektrycznej zleciła tę funkcję, regionalne centra operacyjne ustalają regionalne scenariusze kryzysowe zgodnie z kryteriami określonymi w art. 6 ust. 1 [*Risk Preparedness Regulation as proposed by COM(2016) 862*].

13.2. Regionalne centra operacyjne przygotowują i przeprowadzają coroczną symulację kryzysu we współpracy z właściwymi organami zgodnie z art. 12 ust. 3 [*Risk Preparedness Regulation as proposed by COM(2016) 862*].