

KARTA AKTUALIZACJI

nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024

*w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r.*

INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

w zakresie części:

- IRiESP – Wprowadzenie*
- IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci*
- IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*

PROJEKT

SPECYFIKACJA ZMIAN

wprowadzanych Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)

w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r.

IRiESP - Wprowadzenie**3. ZESTAWIENIE ZAŁĄCZNIKÓW DO IRiESP**

W pkt 1. (1) wprowadza się pkt (b) w brzmieniu:

- (b) Załącznik nr K2 - Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943;

IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci**5. DEDYKOWANE SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE WYKORZYSTYWANE PRZEZ OSP****5.7.4. Portal SOWE**

Po pkt 5.7.4. wprowadza się pkt 5.7.5. w brzmieniu:

5.7.5. Portal PSDI i portal WOZE

1. Portal PSDI jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy:
 - (1) OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, na potrzeby parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP, o których mowa w pkt 11.4.;
 - (2) OSDp i OSP, na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt 1.8. i 1.9. IRiESP - Bilansowanie oraz pkt 10.5. i 11.9.
2. Portal PSDI służy w szczególności do:
 - (1) obsługi przez OSDp wniosków o rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn;
 - (2) przekazywania przez OSDp informacji rozliczeniowych do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn;
 - (3) przekazywania przez OSDp do OSP raportu z rekompensat i raportu z opłat za niewykonanie poleceń redysponowania;
 - (4) składania i rozpatrywania reklamacji w zakresie, o którym mowa w pkt (1) - (2);

- (5) przekazywania przez OSDp do OSP informacji o niewystarczającym poziomie środków do regulacji napięć lub ich wyczerpaniu w węzłach sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV;
- (6) przekazywania przez OSDp do OSP:
 - (a) wykazu JG, których zasoby są planowane do świadczenia na rzecz tego OSDp usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności,
 - (b) wykazu zasobów, co do których OSDp ma prawo do ich wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności,
 - (c) ofert na usługi elastyczności w postaci dostępnych wolumenów i cen zmian generacji mocy czynnej oraz zużycia energii elektrycznej w ramach świadczonych na rzecz tego OSDp usług elastyczności,
 - (d) kosztów redysponowania w postaci dostępnych wolumenów i cen zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej, dostępnych ze względu na spełnienie ograniczeń w sieci dystrybucyjnej,
 - (e) maksymalnej i minimalnej sumarycznej dopuszczalnej wielkości mocy generowanej w węzłach 110 kV/SN,
 - (f) sumarycznego zapotrzebowania na moc instalacji odbiorczych w węzłach 110 kV/SN,
 - (g) wolumenu aktywowanych usług elastyczności,
 - (h) informacji o wolumenie energii elektrycznej jaki jest wymagany do zachowania bilansu mocy, w przypadku gdy OSDp z powodu niewystarczalności zasobów nie mógł spełnić warunku neutralnego wpływu działań dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE,
 - (i) sprawozdania z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE.
3. Portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w zakresie wniosków o wypłatę rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.
4. Portal WOZE służy w szczególności do:
 - (1) składania, przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej lub obszaru sieci OSDp/OSDn, wniosków o wypłatę rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 (dalej „wniosek o rekompensatę”);
 - (2) obsługi przez OSP wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;
 - (3) przekazywania przez OSP do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej:
 - (a) informacji rozliczeniowych,
 - (b) not obciążeniowych za niewykonanie polecenia redysponowania;w tym składania i rozpatrywania reklamacji w powyższym zakresie.
5. Portal PSDI i portal WOZE jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i właścicieli redysponowanych zasobów.

6. Dostęp do portalu PSDI i portalu WOZE jest realizowany poprzez przeglądarkę internetową, z wykorzystaniem portalu PPB, o którym mowa w pkt 5.7.1.
7. Dostęp do portalu PSDI i portalu WOZE określa regulamin świadczenia usług drogą elektroniczną w ramach portalu PPB, publikowany na stronie internetowej OSP.
8. W przypadku zmian w zakresie wymiany dokumentów poprzez portal WOZE, OSP z co najmniej 90 - dniowym wyprzedzeniem opublikuje informację w tym zakresie, na stronie internetowej OSP, wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikacją techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu WOZE.
9. Portal PSDI będzie wdrażany etapowo, a w poszczególnych etapach wdrażane będą jedna albo więcej funkcjonalności, o których mowa w pkt 2. OSP opublikuje na stronie internetowej OSP informację o terminie wdrażania danego etapu i standardy wymiany danych, w tym specyfikację techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu PSDI z co najmniej 90 - dniowym wyprzedzeniem, w stosunku do daty wdrożenia zmian w danym etapie.

10. PLANOWANIE KOORDYNACYJNE

10.3. Planowanie pracy sieci zamkniętej

W pkt 3. pkt (4) otrzymuje brzmienie:

- (4) opracowują propozycje planów poziomów napięć w węzłach koordynowanej sieci 110 kV, określonych w pkt 1.8. 2. (2) IRiESP - Bilansowanie, oraz propozycje planów wykorzystania źródeł mocy biernej do nich przyłączonych;

Wprowadza się pkt 10.5. w brzmieniu:

10.5. Koordynacja przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej

1. OSD zarządza ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, niestanowiącej sieci zamkniętej, zapewniając przy tym dotrzymanie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej oraz zachowanie neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE.
2. W przypadku niewystarczalności zasobów w sieci dystrybucyjnej danego OSD, OSD może korzystać z zasobów w sieciach innych OSD lub z zasobów w sieci zamkniętej.
3. Korzystanie przez OSD z zasobów w sieciach innych OSD lub z zasobów w sieci zamkniętej, po zamknięciu bramki RBN, wymaga koordynacji wykorzystania tych zasobów z OSP oraz z innymi OSD w zakresie:
 - (1) dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej i sieci dystrybucyjnej (dopuszczalnych rozplywów mocy czynnej oraz poziomów napięć w KSE, w sieci zamkniętej oraz sieciach dystrybucyjnych innych OSD);
 - (2) zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE;
 - (3) minimalizacji kosztów rozwiązania w zakresie zarządzania ograniczeniami sieciowymi w skali całego KSE, tj. sieci zamkniętej oraz sieci dystrybucyjnej.
4. Na potrzeby koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, OSDp przekazuje OSP dla każdego OREB następujące dane i informacje:
 - (1) ograniczenia sieciowe zidentyfikowane przez OSD jako:

- (a) maksymalna sumaryczna dopuszczalna wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN,
 - (b) minimalna sumaryczna wymagana wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN;
 - (2) wolumen aktywowanych przez OSD usług elastyczności oraz wolumeny zmian generacji wynikających z redysponowania w celu spełnienia ograniczeń sieciowych, dla każdej lokalizacji, o której mowa w pkt (1), w podziale na:
 - (a) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zwiększeniem generacji MWE lub MEE,
 - (b) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zmniejszeniem generacji MWE lub MEE,
 - (c) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zwiększeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE,
 - (d) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zmniejszeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE,
 - (e) sumaryczne zapotrzebowanie na moc instalacji odbiorczych przyłączonych do sieci SN i nN, zasilanych z tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN;
 - (3) oferty na usługi elastyczności, w postaci dostępnych wolumenów i cen zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej, dostępnych ze względu na spełnienie ograniczeń w sieci dystrybucyjnej;
 - (4) koszty redysponowania w postaci dostępnych wolumenów i cen zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej, dostępnych ze względu na spełnienie ograniczeń w sieci dystrybucyjnej.
5. Informacje, o których mowa w pkt 4., dotyczą obszaru sieci OSDp/OSDn i są przekazywane przez OSDp do OSP za pośrednictwem portalu PSDI.
6. Korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub z redysponowania nierynkowego na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi po zamknięciu bramki RBN dla doby, w której OSD zaplanował wykorzystanie tych środków powinno, w maksymalnym, uzasadnionym warunkami pracy sieci dystrybucyjnej zakresie, następować do 9 godzin przed rozpoczęciem OREB, w którym OSD zaplanował wykonanie danej usługi elastyczności lub ma nastąpić redysponowanie. Korzystanie z usług elastyczności lub z redysponowania w okresie bliższym OREB niż 9 godzin jest ograniczone wyłącznie do konieczności reakcji na wystąpienie ograniczeń sieciowych, które nie mogły być usunięte na etapie planowania koordynacyjnego, w okresie do 9 godzin przed rozpoczęciem tego OREB.
7. W celu spełnienia warunku neutralnego wpływu działań OSD, dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi, na bilans mocy czynnej KSE przy jednoczesnym zachowaniu warunków bezpiecznej pracy KSE, podejmowane są następujące działania:
 - (1) w pierwszej kolejności OSP dobiera zasoby świadczące usługę elastyczności na rzecz wszystkich OSD, na podstawie ofert na usługi elastyczności przekazanych przez OSDp, kierując się kryterium minimalizacji kosztów tych ofert przy jednoczesnym spełnieniu warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej:
 - (a) OSP przekazuje odpowiednim OSDp specyfikację poleceń, jakie należy przekazać operatorom zasobów świadczących usługę elastyczności na rzecz OSD,

- (b) OSDp, z którego obszaru sieci OSDp/OSDn, wybrane zostały przez OSP zasoby świadczące usługi elastyczności na rzecz OSD z tego obszaru, przekazuje polecenia wykonawcom tych usług, rozliczając się z nimi zgodnie z zawartymi umowami o świadczenie tych usług;
- (2) w przypadku gdy OSP z powodu niewystarczalności zasobów świadczących usługi elastyczności, dla których OSDp przekazał oferty na usługi elastyczności, nie może spełnić warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE w danym OREB, OSP dobiera zasoby do redysponowania, na podstawie kosztów redysponowania przekazanych przez OSDp, kierując się kryterium minimalizacji tych kosztów przy jednoczesnym spełnieniu warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej:
 - (a) OSP przekazuje odpowiednim OSDp specyfikację poleceń, jakie należy przekazać operatorom zasobów podlegających redysponowaniu,
 - (b) OSDp, z którego obszaru sieci OSDp/OSDn, wybrane zostały przez OSP zasoby do redysponowania, przekazuje polecenia operatorom tych zasobów, rozliczając się z nimi na warunkach określonych w odpowiednich umowach.
- 8. OSDp przenosi na OSP koszty aktywowanych zasobów świadczących usługi elastyczności oraz koszty redysponowania, o których mowa w pkt 7. OSP przenosi poniesione koszty na poszczególnych OSDp, których działania związane z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi w odniesieniu do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp wymagały zapewnienia tożsamej zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku niż zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowane przez OSD w danym kierunku, proporcjonalnie do tych zmian. Rozliczenie powyższych kosztów odbywa się na podstawie średniej ceny dla każdego OREB z wykorzystanych w powyższym celu ofert na usługi elastyczności i kosztów redysponowania.
- 9. W przypadku gdy OSP z powodu niewystarczalności zasobów świadczących usługi elastyczności i zasobów podlegających redysponowaniu w sieci dystrybucyjnej, dla których OSDp przekazał oferty na usługi elastyczności i koszty redysponowania, nie może spełnić warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE w danym OREB, OSP podejmuje działania na potrzeby spełnienia tego warunku poprzez wykorzystanie dostępnych dla OSP środków.
- 10. Koszty dostawy energii elektrycznej wymaganej do spełnienia warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE, poniesione przez OSP w wyniku działań określonych w pkt 9., pokrywają odpowiedni OSDp. Koszty są ustalane w cyklach dobowych dla każdego OREB na podstawie ceny energii odpowiadającej jednostkowemu kosztowi działań podjętych przez OSP, lecz nie niższej niż cena energii niezbilansowania (CEN) wyznaczana na RB w przypadku zakupu energii elektrycznej przez OSD z RB i nie wyższej niż cena CEN w przypadku sprzedaży energii elektrycznej przez OSD na RB.
- 11. W przypadku niewystarczalności zasobów w sieci zamkniętej (mocy bilansujących), OSP może korzystać w ramach działań zaradczych (interwencyjnych dostaw energii elektrycznej) z zasobów w sieciach dystrybucyjnych OSD. OSP dobiera zasoby w sieci dystrybucyjnej kierując się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej niezbędnej do spełnienia ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej oraz uwzględniając warunki pracy sieci dystrybucyjnej, określone jako ograniczenia sieciowe w węzłach sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN. Jeżeli OSP korzysta z interwencyjnych dostaw energii elektrycznej realizowanych przez zasoby w sieci dystrybucyjnej OSD, to:

- (1) OSP przekazuje odpowiednim OSDp wolumeny energii elektrycznej jakie należy redysponować w poszczególnych węzłach sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN;
 - (2) OSDp jest obowiązany do doboru redysponowanych zasobów w poszczególnych węzłach sieci i przekazywania poleceń do operatorów tych zasobów, kontroli wykonania dostaw energii elektrycznej wynikających z tych poleceń oraz ich rozliczenia;
 - (3) OSP pokrywa rozliczone przez OSDp koszty interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.
12. Koszty wykorzystania zasobów, o których mowa w pkt 7. i 11. są płatne przez OSP na podstawie faktury wystawianej przez OSDp. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany przez OSDp, zawierający dla każdego OREB miesiąca kalendarzowego zestawienie wykorzystanych w tym miesiącu usług elastyczności i redysponowań wraz z wynikającymi z tego kosztami lub raport handlowy korygujący.
 13. OSDp wystawia fakturę nie później niż 15. dnia po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. OSDp sporządził raport handlowy korygujący. Terminem płatności faktur jest 25. dzień po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono raport handlowy korygujący.
 14. Poniesione przez OSP, zgodnie z pkt 8., koszty wykorzystania zasobów z sieci dystrybucyjnej OSD, o których mowa w pkt 7. oraz koszty wykorzystania środków dostępnych dla OSP, o których mowa w pkt 9. są płatne przez tych OSDp, w odniesieniu do których obszaru sieci OSDp/OSDn OSP podjął działania mające na celu spełnienie warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE, na podstawie faktury wystawianej przez OSP. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany przez OSP, zawierający zestawienie dla każdego OREB miesiąca kalendarzowego wykorzystanych w tym miesiącu środków mających na celu spełnienie warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE wraz z wynikającymi z tego kosztami lub raport handlowy korygujący.
 15. OSP wystawia fakturę nie później niż 20. dnia po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. OSP sporządził raport handlowy korygujący. Terminem płatności faktur jest 25. dzień po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono raport handlowy korygujący.
 16. Do rozliczeń finansowych kosztów, o których mowa w pkt 12. i 14. stosuje się odpowiednio zasady określone w pkt 1.7. 3. - 10. i 12. IRiESP - Bilansowanie.
 17. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności, ustalonego zgodnie z pkt 13. i 15. Jeżeli faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.
 18. Reklamacje dotyczące dokumentów rozliczeniowych przekazanych OSP albo OSDp mogą być zgłaszane najpóźniej w terminie 14 dni od dnia otrzymania tych dokumentów.

19. Rachunki bankowe do rozliczeń oraz sposób dostarczania dokumentów rozliczeniowych oraz adresy do zgłaszania reklamacji dotyczące dokumentów rozliczeniowych są określone w umowie przesyłania.
20. Postanowienia dotyczące koordynacji przez OSP zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej, obowiązują od dnia 1 stycznia 2028 r.

11. PROWADZENIE RUCHU SIECIOWEGO

11.4. Redysponowanie nierynkowe

11.4.1. Postanowienia ogólne

W pkt 11.4.1. wprowadza się pkt 5. i 6. w brzmieniu:

5. Postanowienia pkt 11.4.2. (z wyłączeniem pkt 11.4.2. 6.), pkt 11.4.4.1., pkt 11.4.7. oraz pkt 11.4.10., obowiązują od dnia 1 stycznia 2027 r.
6. Postanowienia pkt 11.4.2. 6., pkt 11.4.3., pkt 11.4.4. (z wyłączeniem pkt 11.4.4.1.), pkt 11.4.5. pkt 11.4.6., pkt 11.4.8., pkt 11.4.9., pkt 11.4.11. i pkt 11.4.12. obowiązują od dnia 1 stycznia 2028 r.

W pkt 11.4. wprowadza się pkt 11.4.2. - 11.4.12. w brzmieniu:

11.4.2. Wydawanie i wykonywanie poleceń redysponowania

1. OSP wydaje polecenie redysponowania:
 - (1) bezpośrednio - w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej; lub
 - (2) za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp - w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
2. Właściwy operator systemu, tj. OSP albo OSDp, dokonuje redysponowania nierynkowego poprzez:
 - (1) oddziaływanie na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu, w sposób:
 - (a) płynny, określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, wyrażoną w megawatach (MW) z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,
 - (b) dwustanowy, określając maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób w ilości:
 - (b1) 0 (zero) MW, albo
 - (b2) mniejszej z dwóch wielkości: mocy zainstalowanej oraz mocy przyłączeniowej redysponowanego zasobu;
 - (2) oddziaływanie na łącznik, w torze wyprowadzenia mocy redysponowanego zasobu, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci operatora

systemu przez redysponowany zasób przy jednoczesnym utrzymaniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu;

- (3) oddziaływanie na łącznik, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci operatora systemu przez redysponowany zasób przy jednoczesnym wyłączeniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu.

Oddziaływanie na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu, o którym mowa w pkt (1), realizowane jest w ramach zdolności technicznych redysponowanych zasobów oraz OSDp, w zakresie określania minimalnej, wymaganej wielkości mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu albo pobieranej z sieci dystrybucyjnej operatora systemu przez redysponowany zasób.

3. Właściwy operator systemu może ograniczyć wprowadzenie mocy do sieci przez redysponowany zasób w sposób, o którym mowa w pkt 2. (2) lub 2. (3), wyłącznie w przypadku gdy wydanie polecenia redysponowania w sposób wskazany w pkt 2. (1) jest nieskuteczne w rozumieniu uzyskania ograniczenia wprowadzania mocy do sieci operatora systemu w wymaganej ilości oraz czasie. Sposób powołany w pkt 2. (3) może być zastosowany, jeżeli nie jest możliwe zastosowanie sposobu powołanego w pkt 2. (2) albo jego zastosowanie jest nieskuteczne.
4. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operatorzy systemu mogą nie stosować postanowień pkt 3., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci operatora systemu przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.
5. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, określa co najmniej:
 - (1) oznaczenie okresu redysponowania nierynkowego w zakresie doby oraz numeru okresu w dobie, przy czym polecenie redysponowania jest wydawane dla okresów doby obejmujących poszczególne ORN;
 - (2) maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.
6. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, OSP wydaje:
 - (1) w sposób indywidualny - dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej $P_z > 50$ kW;
 - (2) w sposób zagregowany - dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej w przedziale $10 \text{ kW} < P_z \leq 50 \text{ kW}$, w ramach poszczególnych grup mocowych, o których mowa w pkt 11.4.3. 2.

Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów, o których mowa w pkt (1) oraz zasady i kryteria wyznaczania wielkości mocy do redysponowania nierynkowego dla redysponowanych zasobów, o których mowa w pkt (2), są określone w pkt 11.4.4.2. dla MWE oraz pkt 11.4.4.3. dla MEE.

7. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, wydawane za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp,

o którym mowa w pkt 1. (2), OSDp otrzymują od OSP nie później niż 10 minut przed danym okresem redysponowania, tj. danym ORN.

8. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może nie stosować postanowień pkt 7., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzania mocy do sieci operatora systemu przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.
9. Polecenie redysponowania w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, OSP wydaje na bieżąco, określając w szczególności dla każdego redysponowanego zasobu odrębnie:
 - (1) okres redysponowania, w formie ciągłego podokresu doby, oraz
 - (2) maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób.
10. Polecenie redysponowania, o którym mowa w pkt 1. (2), wydane w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, wykonywane jest niezwłocznie, ale w czasie nie dłuższym niż 10 minut, chyba, że służby dyspozytorskie OSP, wydające polecenie redysponowania, określą inny czas wykonania tego polecenia.
11. OSDp monitorują na bieżąco wykonywanie poleceń redysponowania przez poszczególne redysponowane zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn i na bieżąco informują OSP o przypadkach niewykonania lub nienależytego wykonania poleceń redysponowania, skutkujących dla danego OSDp i danego ORN odchyleniem realizowanych poleceń redysponowania od wydanych poleceń redysponowania przekraczającym 50 MW.

11.4.3. Zasady i kryteria opracowania rankingu kosztowego dla MWE typu FW, PV lub BG na potrzeby redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. OSP opracowuje ranking kosztowy dla MWE typu FW, PV lub BG o mocy zainstalowanej mieszczącej się w następujących grupach mocowych:
 - (1) $P_z \geq 400$ kW;
 - (2) $200 \text{ kW} \leq P_z < 400$ kW;
 - (3) $50 \text{ kW} < P_z < 200$ kW,odrębnie dla każdej z tych grup.
2. OSDp określa w IRIESD zasady i kryteria opracowania rankingu kosztowego dla MWE typu FW, PV lub BG o mocy zainstalowanej mieszczącej się w grupie mocowej: $10 \text{ kW} < P_z \leq 50$ kW.

Każdy OSDp opracowuje ranking kosztowy redysponowanych zasobów w ramach swoich obszarów sieci OSDp/OSDn.
3. Ranking kosztowy, o którym mowa w pkt 1., OSP opracowuje z uwzględnieniem:
 - (1) potwierdzenia uczestnictwa podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV lub BG w systemach wsparcia oraz rodzaju systemu wsparcia, z którego ten podmiot korzysta;
 - (2) postanowień w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji dotyczącej MWE typu FW, PV lub BG w zakresie istniejących klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzących do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której

mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

- (3) prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego wyznaczanego indywidualnie dla każdego MWE typu FW, PV lub BG.
4. Prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla każdego MWE typu FW, PV lub BG jest wyznaczany na podstawie poniższych zasad:

$$K^{JR} = K^{WSPj}$$

gdzie:

K^{JR}	–	szacunkowy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
K^{WSPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

Wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE, wyznaczana jest dla danego redysponowanego zasobu według wzoru:

$$K^{WSPj} = K^{CERTj} + K^{AUKj} + K^{AUK_SZj} + K^{SZj} + K^{FITIj} + K^{FITIIj} + K^{FIPj} + K^{OPERj} + K^{SYSj}$$

gdzie:

K^{WSPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
K^{CERTj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
K^{AUKj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A. w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
K^{AUK_SZj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
K^{SZj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

K^{FITIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [zł/MWh]
K^{FITIIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [zł/MWh]
K^{FIPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 2 ustawy o OZE w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [zł/MWh]
K^{OPERj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o którym mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE [zł/MWh]
K^{SYSj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla instalacji wytwarzającej energię elektryczną z biogazu rolniczego albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g - 70j ustawy o OZE [zł/MWh]

Przy wyznaczaniu K^{WSPj} dla danego redysponowanego zasobu są uwzględniane tylko te składowe wzoru, które dotyczą obowiązującego systemu wsparcia dla tego zasobu, a pozostałe składniki mają wartość 0 [zł/MWh]. W przypadku gdy MWE typu FW, PV lub BG objęty jest co najmniej dwoma systemami wsparcia, OSP wyznacza K^{WSPj} przy uwzględnieniu zasad określonych w pkt 11.4.11.

- (1) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{CERTj} = C^{CERT}$$

gdzie:

K^{CERTj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
C^{CERT}	–	cena świadectwa pochodzenia oznaczona odpowiednio: <ul style="list-style-type: none"> – indeksem TGEozea dla instalacji OZE innych niż wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, albo – indeksem TGEozebio dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego,

		wyznaczana na sesji notowań na giełdzie TGE S.A. w najbliższym dniu poprzedzającym dzień, w którym ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
--	--	--

- (2) wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A. w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{AUKj} = \max(0; C^{AUKSKOR} - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{AUKj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A. w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
$C^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV lub BG, właściwa dla okresu redysponowania, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 [zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

- (3) wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{AUK_SZj} = \max(0; C^{AUKSKOR})$$

gdzie:

K^{AUK_SZj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
$C^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV lub BG, właściwa dla okresu redysponowania, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy

		o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 [zł/MWh]
--	--	--

- (4) wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{SZj} = \max(0; C^{SZ})$$

gdzie:

K^{SZj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
C^{SZ}	–	średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszona przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy Prawo energetyczne [zł/MWh]

- (5) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE do sprzedawcy zobowiązanego, wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{FITIj} = C^R$$

gdzie:

K^{FITIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE do sprzedawcy zobowiązanego, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [zł/MWh]
C^R	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]

- (6) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{FITIIj} = \max(0; C^R - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{FITIIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewyprodukowanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [zł/MWh]
C^R	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

- (7) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 2 ustawy o OZE wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{FIPj} = \max(0; C^R - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{FIPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 2 ustawy o OZE [zł/MWh]
C^R	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A., dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

- (8) wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o którym mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{OPERj} = \max(0; C^{OPER} - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{OPERj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla MWE typu FW, PV lub BG, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o którym mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE [zł/MWh]
C^{OPER}	–	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne [zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

- (9) wartość utraconego jednostkowego przychodu dla instalacji wytwarzającej energię elektryczną z biogazu rolniczego, albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu, ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g - 70j ustawy o OZE wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{SYSj} = \max(0; C^{SYS} - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{SYSj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu dla instalacji wytwarzającej energię elektryczną z biogazu rolniczego, albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu, ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g - 70j ustawy o OZE [zł/MWh]
C^{SYS}	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70j ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, zaktualizowana zgodnie z art. 70j ust. 4 ustawy o OZE [zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]

5. W przypadku gdy ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, są niższe niż 0 zł/MWh, przy czym w przypadku wytwórców, którzy przed dniem 28 grudnia 2024 r. wygrali aukcję, o której mowa w art. 73 ust 1 ustawy o OZE, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3

ustawy o OZE, są niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej, to K^{WSPi} dla tych godzin wynosi 0 zł/MWh.

6. Dla MWE typu FW, PV lub BG, dla których umowa o przyłączenie do sieci lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji, zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, przyjmuje się, że prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego wynosi 0 zł/MWh ($K^{JR} = 0$ zł/MWh).
7. Na podstawie prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla poszczególnych MWE typu FW, PV lub BG w ramach poszczególnych grup mocowych, o których mowa w pkt 1. i 2., opracowywany jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najniższej do najwyższej wartości tego kosztu, i w takiej kolejności, z uwzględnieniem kryteriów jak w punkcie 11.4.4.2., dokonuje się redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocowej. MWE w danej grupie mocowej, z równym prognozowanym kosztem jednostkowym, są redysponowane nierynkowo w sposób proporcjonalny.
8. Właściwy operator systemu opracowuje ranking kosztowy w dobie d-1, tj. poprzedzającej dobę, w której planowane jest redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, który obowiązuje w dobie d.

11.4.4. Zasady i kryteria wyznaczania mocy oraz doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

11.4.4.1. Zasady wyznaczania wolumenu mocy do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. OSP wyznaczając wolumen mocy planowanej do ograniczenia w ramach redysponowania nierynkowego uwzględni w szczególności:
 - (1) poziom niezbilansowania wyznaczony w ramach procesu bilansowania systemu;
 - (2) plany pracy MWE;
 - (3) plany pracy MEE;
 - (4) prognozy generacji mocy instalacji OZE.
2. Plany pracy, o których mowa w pkt 1., są przekazywane:
 - (1) dla MWE w formie:
 - (a) indywidualnej, wraz z określeniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego zasobu, dla każdego MWE typu FW, PV lub BG o mocy zainstalowanej $P_z \geq 200$ kW,
 - (b) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $50 \text{ kW} < P_z < 200 \text{ kW}$,
 - (c) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $10 \text{ kW} < P_z \leq 50 \text{ kW}$,
 - (d) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $0,8 \text{ kW} \leq P_z \leq 10 \text{ kW}$;
 - (2) dla MEE w formie indywidualnej, wraz z określeniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego zasobu, dla każdego MEE przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, o mocy zainstalowanej $P_z > 50$ kW i objętego redysponowaniem nierynkowym. Informację o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie (POB), OSDp

przekazuje OSP na bieżąco i aktualizuje niezwłocznie po każdej zmianie dla każdego MEE.

3. Plany pracy MWE, o których mowa w pkt 2. (1) (a) są przekazywane zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych oraz pkt **12.3.**, a plany pracy MEE, o których mowa w pkt 2. (2) są przekazywane zgodnie z postanowieniami pkt **12.3.**
4. Plany pracy, o których mowa w pkt 2. (1) (b) - (d):
 - (1) są przekazywane przynajmniej raz dziennie, do chwili zamknięcia bramki dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN, na okres kolejnych 9 dni dla każdego ORN tej doby. Aktualne plany pracy powinny być przekazywane po każdej ich zmianie, ale nie później niż w terminach określonych w pkt 5.;
 - (2) są opracowywane na podstawie prognoz OSDp i przekazywane OSP przez OSDp, na którego obszarze sieci OSDp/OSDn są przyłączone redysponowane zasoby w podziale na:
 - (a) węzły sieci WN/SN,
 - (b) technologię wytwarzania energii elektrycznej (MWE typu FW, PV, BG, wodne, ciepłne, miks technologii wytwarzania, hybrydy składające się z urządzeń wytwórczych oraz MEE), oraz
 - (c) grupy mocowe określone w pkt 2. (1) (b) - (d);
 - (3) są przekazywane przez portal PWDP zgodnie ze standardem wymiany danych, o którym mowa w pkt **5.7.2.** z uwzględnieniem pkt **11.4.4.1.**

OSDp, w przypadku pozyskiwania indywidualnych planów pracy bezpośrednio od podmiotów posiadających MWE z grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) (b) - (d) przekazuje te plany OSP.

Informację o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie (POB), OSDp przekazuje OSP na bieżąco i aktualizuje niezwłocznie po każdej zmianie dla każdego indywidualnego redysponowanego zasobu z grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) (b) - (d).

5. OSP przy wyznaczaniu wolumenu mocy do ograniczenia w danym ORN w ramach redysponowania nierynkowego, uwzględnia plan pracy redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów otrzymany jako ostatni przed okresem 45 minut, poprzedzającym rozpoczęcie tego ORN (dalej: „deklarowany plan pracy”), przy czym:
 - (1) jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy dla redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, to OSP wyznacza deklarowany plan pracy tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów jako iloczyn: (i) mniejszej z dwóch mocy: mocy zainstalowanej oraz mocy przyłączeniowej tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów oraz (ii) prognozowanego przez OSP współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 6.;
 - (2) jeżeli w odniesieniu do danego ORN dla danego redysponowanego zasobu albo danej agregowanej grupy redysponowanych zasobów został przekazany deklarowany plan pracy równy 0 MW, a następnie został on zmieniony wskutek czego ten redysponowany zasób albo ta agregowana grupa redysponowanych zasobów będzie wprowadzać moc do sieci, to zaktualizowany plan pracy powinien zostać przekazany do OSP nie później

niż do 20. minuty przed rozpoczęciem tego ORN (dalej „skorygowany plan pracy”), zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2. - 4.

6. W przypadku gdy podmiot posiadający MWE typu BG lub MEE nie dostarczy planu pracy, o którym mowa odpowiednio w pkt 1. (2) i (3), OSP przyjmuje plan pracy dla takiego redysponowanego zasobu równy 0 MW.
7. OSDp, przed przekazaniem OSP planu pracy zgodnie z pkt 3. i 4., uzupełnia plany pracy o poniższe informacje:
 - (1) wydane przez właściwego OSD polecenia ruchowe, w tym wydane zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.2. 2., wraz z określeniem okresu redysponowania nierynkowego lub aktywacji usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności (dalej „usług rynkowych”) z dokładnością do 15 minut;
 - (2) minimalną wymaganą moc redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, która powinna być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej albo pobierana z sieci dystrybucyjnej, uwzględniając ograniczenia sieciowe OSD;
 - (3) maksymalną dopuszczalną moc redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej albo pobierana z sieci dystrybucyjnej, uwzględniając ograniczenia sieciowe OSD.

11.4.4.2. Zasady i kryteria doboru MWE typu FW, PV lub BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. Dobór MWE do redysponowania nierynkowego jest dokonywany na podstawie następujących kryteriów:
 - (1) prawo MWE w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 w ramach poszczególnych grup mocowych określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1) oraz art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne - MWE nieposiadające tego prawa podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności, natomiast MWE posiadające to prawo w drugiej kolejności;
 - (2) koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego MWE, określony w pkt 11.4.3. 4. zgodnie z podziałem mocy zainstalowanych MWE określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1) oraz art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu prawa MWE do priorytetowego dysponowania zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 - MWE z niższym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego podlegają redysponowaniu nierynkowemu przed MWE z wyższym kosztem, zgodnie z rankingiem kosztowym MWE, o którym mowa w pkt 11.4.3.;
 - (3) obowiązek wyposażenia MWE w układy, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne, lub ich posiadania przez MWE - MWE mające obowiązek wyposażenia w takie układy lub wyposażone w takie układy podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności. MWE nie objęte tym obowiązkiem oraz nie wyposażone w powyższe układy mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
2. Dobór MWE do redysponowania nierynkowego na podstawie kryteriów określonych w pkt 1. jest dokonywany w ramach następujących grup mocowych, tworzonych ze względu na moc zainstalowaną MWE, w kolejności od grupy (1) do grupy (4):
 - (1) $P_z \geq 400$ kW;
 - (2) $200 \text{ kW} \leq P_z < 400$ kW;

- (3) $50 \text{ kW} < P_z < 200 \text{ kW}$;
- (4) $10 \text{ kW} < P_z \leq 50 \text{ kW}$.

Dobór MWE w ramach grup mocowych (1) - (3) jest dokonywany przez OSP, a w ramach grupy mocowej (4) jest dokonywany przez OSDp w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn na zasadach określonych w IRiESP oraz IRiESD.

3. OSP w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może uwzględniać uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:

- (1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MWE;
- (2) zakres opomiarowania MWE w systemach dyspozytorskich OSP lub OSDp;
- (3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MWE;
- (4) zdolności techniczne MWE do generacji oraz poboru mocy biernej;
- (5) zdolności techniczne MWE do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy zerowej generacji mocy czynnej;
- (6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;
- (7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;
- (8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej na danym obszarze KSE;
- (9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;
- (10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.

4. W procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, które jest realizowane w okresie bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wyklucza się te MWE, które równocześnie:

- (1) nie mają obowiązku być wyposażone odpowiednio w układy regulacji mocy czynnej zapewniającej zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej lub układy umożliwiające zaprzestanie generacji mocy czynnej lub zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne; oraz
- (2) nie są wyposażone w takie układy.

Takie MWE mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

5. W procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego stosując kryterium określone w pkt 1. (1) dokonuje się podziału MWE w ramach grup mocowych, o których mowa w pkt 2., na:

- (1) MWE, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu;
- (2) MWE, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu.

W pierwszej kolejności redysponowaniu nierynkowemu podlegają te MWE, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu, a następnie te MWE, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu.

OSP lub, OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego mającego na celu ograniczenie wprowadzenia mocy do sieci przez MWE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

6. W procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, stosuje się, w ramach poszczególnych grup mocowych, kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), a uzupełniająco, kryterium kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE, o którym mowa w pkt 1. (2).

OSP lub, OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego mającego na celu ograniczenie wprowadzenia mocy do sieci przez MWE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

7. OSP dokonuje doboru MWE do redysponowania nierynkowego, na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) - (3), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSP oraz we współpracy z OSDp na obszarze sieci OSDp/OSDn.

OSP dla grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (4), przydziela moce do redysponowania na poszczególnych OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV lub BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.

OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.

8. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jeżeli warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej nie są spełnione, OSP i OSDp mają prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w IRiESP i zastosować alternatywny dobór wolumenu mocy MWE do redysponowania nierynkowego, kierując się wyłącznie kryterium spełnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W takim przypadku OSP dąży do minimalizacji odstępstw od zasad i kryteriów określonych w IRiESP.

9. MWE, które wchodzą w skład jednostek grafikowych, dla których zostały złożone oferty na energię bilansującą umożliwiające zmianę obciążenia:

- (1) w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej - nie podlegają redysponowaniu nierynkowemu;
- (2) w ograniczonym zakresie mocy dyspozycyjnej - podlegają redysponowaniu nierynkowemu w zakresie mocy nie objętej ofertą na energię bilansującą.

10. OSP dokonuje doboru MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie danych, które otrzymuje od poszczególnych OSDp, Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz Prezesa URE.

11. OSDp przekazuje OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MWE do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt 11.4.7.

11.4.4.3. Zasady i kryteria doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. OSP uwzględni w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego jedynie te MEE, które spełniają wszystkie poniższe kryteria:
 - (1) MEE jest przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV jako pojedynczy zasób, niezintegrowany z MWE w ramach jednego miejsca przyłączenia;
 - (2) MEE posiada zdolność techniczną do zdalnego sterowania mocą czynną;
 - (3) MEE jest opomiarowany przynajmniej w zakresie poziomu naładowania MEE oraz mocy czynnej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci operatora systemu.
2. Dobór MEE do redysponowania nierynkowego, jest dokonywany na podstawie kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
3. OSP w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego, kierując się kryterium, o którym mowa w pkt 2. może uwzględniać uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:
 - (1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MEE;
 - (2) zakres opomiarowania MEE w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp;
 - (3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MEE;
 - (4) zdolności techniczne MEE do generacji oraz poboru mocy biernej;
 - (5) zdolności techniczne MEE do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy braku wprowadzania oraz pobierania mocy czynnej;
 - (6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;
 - (7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;
 - (8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE;
 - (9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;
 - (10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.
4. W procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 2., kryterium zmniejszenia liczby redysponowanych MEE, tj. MEE dobierane są od największej mocy zainstalowanej do najmniejszej. MEE z równą mocą zainstalowaną są redysponowane nierynkowo w sposób proporcjonalny.
5. OSP lub OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium określonego w pkt 4., jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności ograniczenia wprowadzenia do sieci lub poboru mocy z sieci przez MEE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.
6. MEE, które wchodzi w skład jednostek grafikowych, dla których zostały złożone oferty na energię bilansującą umożliwiające zmianę obciążenia:
 - (1) w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej - nie podlegają nierynkowemu redysponowaniu;
 - (2) w ograniczonym zakresie mocy dyspozycyjnej - podlegają nierynkowemu redysponowaniu w zakresie mocy nie objętej ofertą na energię bilansującą.

7. OSP dokonuje doboru MEE do redysponowania nierynkowego na podstawie danych, które otrzymuje od poszczególnych OSDp.
8. OSDp przekazuje OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MEE do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt 11.4.7.
9. OSP, w procesie redysponowania nierynkowego w pierwszej kolejności redysponuje nierynkowo MEE, zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt 11.4.4.3., a po wyczerpaniu dostępności tych MEE, redysponuje nierynkowo MWE zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt 11.4.4.2.

11.4.5. Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej

1. OSP, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stosuje redysponowanie nierynkowe, zgodnie z pkt 11.4.1. w odniesieniu do zasobów, o których mowa w pkt 11.4.1. 1., tj. przyłączonych do sieci przesyłowej lub obszaru sieci OSDp/OSDn.
2. OSP dokonuje doboru redysponowanych zasobów, kierując się kryterium zmniejszenia sumarycznej wielkości mocy niewprowadzonej do sieci w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE.
3. W przypadku gdy naruszenie kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej wymaga podjęcia niezwłocznych działań, w szczególności gdy takie działania mają miejsce w czasie rzeczywistym na etapie prowadzenia ruchu tej sieci, OSP ma prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w pkt 1. i 2. oraz dokonać ich doboru na podstawie oceny eksperckiej.
4. OSP w corocznym sprawozdaniu do Prezesa URE składanym zgodnie z art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 i art. 9c ust. 7q ustawy Prawo energetyczne wskazuje przypadki odstąpienia od zasad, o których mowa w pkt 3. wraz z motywami odstąpienia od tych zasad i podaniem zasad oraz kryteriów zastosowanych na podstawie oceny eksperckiej.

11.4.6. Zasady i kryteria ustalania operatora systemu wydającego polecenie redysponowania i obowiązane do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943

1. OSP jest uznawany za wydającego polecenie redysponowania, jeżeli wydaje polecenie:
 - (1) w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, z uwzględnieniem postanowień pkt 4.;
 - (2) w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem postanowień pkt 2. i 3.
2. OSP jest uznawany za wydającego polecenie w przypadku gdy zaakceptuje zgłoszoną przez OSDp potrzebę redysponowania nierynkowego danego redysponowanego zasobu ze względu na ograniczenia sieciowe w koordynowanej sieci 110 kV.
3. OSDp jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli polecenie OSDp jest wydane w celu:
 - (1) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci o napięciu 110 kV nie będącej siecią koordynowaną lub sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV; lub
 - (2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV i nie zostało zaakceptowane przez OSP.
4. W przypadku gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSDp oraz OSP na pełny lub częściowy okres tego samego ORN oraz dla tego samego redysponowanego zasobu, to

za wydającego polecenie redysponowania uznaje się operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania skutkujące:

- (1) ograniczeniem generacji lub wprowadzania mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci, przez ten redysponowany zasób, do niższej wartości - w przypadku gdy polecenie redysponowania dotyczy maksymalnej dopuszczalnej wielkości mocy wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci przez redysponowany zasób;
- (2) wymuszeniem generacji lub wprowadzania mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci, przez ten redysponowany zasób, do wyższej wartości - w przypadku gdy polecenie redysponowania dotyczy minimalnej wymaganej wielkości mocy wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci przez redysponowany zasób.

W powyższych przypadkach, jeżeli polecenie redysponowania skutkuje albo może skutkować ograniczeniem bądź wymuszeniem generacji lub wprowadzania mocy czynnej do sieci albo ograniczeniem bądź wymuszeniem poboru mocy czynnej z sieci, do tej samej wartości, to za wydającego polecenie redysponowania uznaje się OSP oraz OSDp, a koszty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, dla tego redysponowanego zasobu, są pokrywane w równych częściach przez OSP oraz OSDp.

5. W przypadku, o którym mowa w pkt 4., celem weryfikacji terminów oraz wielkości wydanych poleceń redysponowania, OSDp dostarcza dokumentację ruchową dotyczącą wydawania poleceń redysponowania przez służby dyspozytorskie tego OSDp na koniec każdego tygodnia kalendarzowego.
6. Operator systemu, który uznany jest za wydającego polecenie redysponowania, jest obowiązany do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

11.4.7. Współpraca pomiędzy OSP i OSD w zakresie stosowania redysponowania nierynkowego

1. Na potrzeby redysponowania nierynkowego OSDp przekazuje OSP dane i informacje, w tym otrzymane uprzednio od OSDn:
 - (1) dane i informacje, o których mowa w art. 9c ust. 7o ustawy Prawo energetyczne, w terminie tam określonym, w tym także dane i informacje otrzymane uprzednio od OSDn, o których mowa w art. 9c ust. 7p ustawy Prawo energetyczne, w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub formie elektronicznej, na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, określone w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp;
 - (2) dane dotyczące operatora technicznego MWE lub MEE przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, w szczególności:
 - (a) nazwę operatora technicznego,
 - (b) adres siedziby operatora technicznego,
 - (c) telefon kontaktowy do przedstawiciela operatora technicznego,
 - (d) listę MWE lub MEE, dla których operator techniczny posiada zdolności techniczne do zdalnego sterowania zmianą mocy czynnej MWE lub MEE i jest upoważniony do działania w tym zakresie przez podmiot posiadający MWE lub MEE;

Dane i informacje, określone w pkt (2) OSDp aktualizuje i przekazuje OSP, po każdej ich zmianie, poprzez portal PWDS, a do czasu uruchomienia portalu PWDS, OSD przekazują dane w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, na właściwy adres

poczty elektronicznej, określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

- (3) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby tworzenia wykazu redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego i aktualizuje te dane, w szczególności:
- (a) które redysponowane zasoby nie podlegają redysponowaniu nierynkowemu, ze względu na przepisy w zakresie wyposażenia w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne,
 - (b) które MWE podlegają priorytetowemu dysponowaniu na podstawie przepisu art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943,
 - (c) którym redysponowanym zasobom nie przysługuje rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu wykonania polecenia redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, uwzględniając postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - (d) informacje o systemach wsparcia, z których korzystają podmioty posiadające MWE lub MEE przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp,
 - (e) zdolności techniczne oraz uwarunkowania formalno-prawne w zakresie redukcji mocy czynnej redysponowanych zasobów, w szczególności w odniesieniu do:
 - (e1) możliwych do zastosowania trybów poleceń redysponowania,
 - (e2) warunków pracy systemu elektroenergetycznego, w jakich można wydawać redysponowanym zasobom polecenia redysponowania,
 - (e3) zdolności technicznych po stronie redysponowanych zasobów w zakresie wprowadzania zmian w generowanej, wprowadzanej lub pobieranej mocy czynnej do sieci przez redysponowane zasoby,
 - (e4) zdolności technicznych po stronie OSD w zakresie wprowadzania zmian w generowanej, wprowadzanej lub pobieranej mocy czynnej do sieci przez redysponowane zasoby,
 - (e5) wypełnienia obowiązku wyposażenia redysponowanego zasobu w układy regulacji mocy czynnej,
 - (e6) informacji, czy redysponowany zasób jest elementem zagregowanego obiektu podlegającego redysponowaniu,
 - (f) proponowane maksymalne dopuszczalne lub minimalne wymagane wartości mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Dane i informacje, określone w pkt (a) - (f) OSDp aktualizuje i przekazuje do OSP po każdej zmianie, przy czym dane określone w pkt (a) - (e) OSDp przekazuje do portalu PWDS, a dane określone w pkt (f) do portalu PSDI do godziny 11.00 doby poprzedzającej (d-1).

Do czasu uruchomienia portalu PWDS, OSDp przekazują dane i informacje określone w pkt (a) - (e) w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub w formie elektronicznej, przekazane przez osoby i na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, wskazane w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazują dane określone w punkcie (f) w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, na właściwy adres poczty elektronicznej, określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

- (4) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby rozliczania redysponowania nierynkowego, w szczególności:
- (a) kody PPE przypisane do redysponowanego zasobu,
 - (b) norma określania mocy zainstalowanej PV po stronie DC (dla instalacji PV),
 - (c) moc zainstalowana po stronie AC (dla instalacji PV),
 - (d) moc zainstalowana po stronie DC (dla instalacji PV),
 - (e) moc osiągalna redysponowanego zasobu,
 - (f) moc maksymalna redysponowanego zasobu,
 - (g) moc przyłączeniowa redysponowanego zasobu,
 - (h) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) redysponowanego zasobu (nazwa oraz NIP),
 - (i) dane dotyczące poleceń redysponowania wydanych przez właściwego OSD,
 - (j) dane dotyczące poleconych czasów redysponowania nierynkowego i mocy czynnej generowanej przez MWE oraz mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE przez właściwego OSD, podlegających redysponowaniu nierynkowemu na polecenie OSP,
 - (k) dane pomiarowo - rozliczeniowe obejmujące rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych punktów pomiarowych dotyczących MWE.

Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:

- (a) w odniesieniu do pkt (a) - (h) - po każdej zmianie, poprzez portal PWDS,
- (b) w odniesieniu do pkt (i) i (j) - zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr K2 do IRiESP - Korzystanie, poprzez system PSDI,
- (c) w odniesieniu do pkt (k) - zgodnie z trybami korekty danych obowiązującymi na rynku bilansującym, za pośrednictwem systemu WIRE.

Do czasu uruchomienia portalu PWDS oraz portalu PSDI, OSDp przekazuje dane i informacje określone w pkt od (a) do (j) w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, przekazane przez upoważnione osoby na właściwy adres poczty elektronicznej, wskazany w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

- (5) dane na potrzeby planowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, w szczególności:
- (a) moc zainstalowana MWE typu A dla FW oraz PV, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, odrębnie dla FW oraz PV, w sposób określony poniżej:
 - (a1) łączna moc zainstalowana przypisana do poszczególnych węzłów prostokątnej siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia),
 - (a2) liczba MWE przypisanych do każdego węzła siatki geograficznej,

- (a3) udział mocy zainstalowanej w każdym węźle siatki geograficznej w podziale na transformatory WN/SN,
- (a4) moc zainstalowana każdego MWE (wyrażona w kW) przypisana do najbliższego węzła siatki geograficznej,
- (a5) udział zagregowanej mocy przypisanej do danego węzła siatki geograficznej (dla każdego transformatora) będącej wartością pomiędzy 0 a 1,
- (a6) suma wszystkich udziałów zagregowanej mocy w podziale na transformatory WN/SN dla danego węzła siatki geograficznej wynosząca 1,
- (b) bieżące przepływy mocy czynnej na transformatorach WN/SN,
- (c) planowane wyłączenia eksploatacyjne oraz informacje o bieżących, awaryjnych wyłączeniach transformatorów WN/SN wraz z przypisaniem mocy przepływającej przez transformator przed jego wyłączeniem do transformatorów pozostających w pracy oraz wskazaniem mocy zainstalowanej wytwórczej i odbiorczej, przypisanej do tego transformatora z podziałem na technologie wytwarzania w horyzoncie od doby d-9 do doby d,
- (d) przepływy energii elektrycznej na transformatorach WN/SN zmierzone na licznikach energii.

Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:

- w odniesieniu do pkt (a) - cyklicznie, raz na kwartał poprzez portal PWDS,
- w odniesieniu do pkt (b) - w czasie rzeczywistym do systemu SCADA,
- w odniesieniu do pkt (c) - po każdej zmianie poprzez portal PWDP,
- w odniesieniu do pkt (d) - za pośrednictwem systemu WIRE, zgodnie z bramkami czasowymi trybu d+1 do d+4.

Do czasu uruchomienia PWDS oraz PWDP, OSDp przekazuje dane i informacje określone w pkt (a) i (c) w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub w formie elektronicznej, przekazane przez osoby i na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, wskazane w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

2. OSDp w przypadku planowania stosowania lub zastosowania redysponowania nierynkowego lub planowania aktywacji lub aktywowania usług rynkowych, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, niezwłocznie przekazuje OSP podstawowe dane o planowanych do wysłania lub już wysłanych poleceniach redysponowania do redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp oraz planowanych do aktywacji lub już aktywowanych usługach rynkowych, w szczególności:
 - (1) nazwę redysponowanego zasobu albo nazwę agregowanej grupy zasobów;
 - (2) wydane przez OSD polecenia redysponowania, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.2. 2.;
 - (3) minimalną wymaganą moc redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, która powinna być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej albo pobierana z sieci dystrybucyjnej, uwzględniając ograniczenia sieciowe OSD;
 - (4) maksymalną dopuszczalną moc redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej albo pobierana z sieci dystrybucyjnej, uwzględniając ograniczenia sieciowe OSD;

- (5) okres redysponowania nierynkowego lub aktywacji usług rynkowych z dokładnością do 15 minut.

Powyższe dane, OSDp przekazuje OSP wraz z planami pracy, o których mowa w pkt 11.4.4.1.

11.4.8. Zasady stosowania redysponowania nierynkowego w odniesieniu do redysponowanych zasobów wytwarzających energię elektryczną również na własne potrzeby

1. OSP w procesie redysponowania nierynkowego, w odniesieniu do zasobów wytwarzających energię elektryczną również na własne potrzeby, stosuje przy doborze redysponowanych zasobów odpowiednio:
 - (1) zasady określone w pkt 11.4.4.2. i 11.4.4.3. w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w zakresie energii elektrycznej, która jest wprowadzana do sieci operatora systemu, przy czym OSP redysponuje nierynkowo mocą czynną poprzez wydanie polecenia redysponowania skutkującego zaprzestaniem lub ograniczeniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób;
 - (2) zasady określone w pkt 11.4.5. w przypadku redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, przy czym OSP redysponuje nierynkowo mocą czynną:
 - (a) wprowadzaną do sieci elektroenergetycznej przez zasoby wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby, poprzez wydanie polecenia redysponowania skutkującego zaprzestaniem lub ograniczeniem wprowadzania mocy czynnej do sieci przez redysponowany zasób,
 - (b) wytwarzaną przez zasoby wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby i niewprowadzaną do sieci elektroenergetycznej, w okresie dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, poprzez wydanie polecenia ograniczającego generację mocy czynnej przez redysponowany zasób.

11.4.9. Zasady postępowania w zakresie niestosowania się do poleceń redysponowania

1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSD, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, OSP nalicza opłatę za niewykonanie polecenia redysponowania, zgodnie z zasadami opisanymi w Załączniku nr K2 do IRIESP - Korzystanie.

11.4.10. Obowiązki podmiotów posiadających redysponowane zasoby

1. Podmiot posiadający redysponowany zasób realizuje polecenie redysponowania zgodnie z otrzymanym zakresem tego polecenia, w szczególności w odniesieniu do:
 - (1) okresu redysponowania nierynkowego; oraz
 - (2) maksymalnej dopuszczalnej lub minimalnej wymaganej wielkości mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, albo ograniczenia generacji mocy czynnej wytwarzanej przez zasoby wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby i niewprowadzanej do sieci elektroenergetycznej.
2. W przypadku gdy podmiot posiadający redysponowany zasób z jakichkolwiek powodów nie może wykonać polecenia redysponowania, niezwłocznie informuje o tym operatora systemu

właściwego ze względu na miejsce przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci, podając przy tym przyczynę braku możliwości wykonania polecenia redysponowania oraz okres niezdolności do wykonania poleceń redysponowania.

3. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, na żądanie operatora systemu właściwego ze względu na miejsce przyłączenia redysponowanego zasobu, podmiot posiadający redysponowany zasób jest obowiązany do niezwłocznego dostarczenia stosownych wyjaśnień oraz informacji do tego operatora systemu, które pozwolą dokonać oceny jakości dotrzymywania przez ten podmiot dyscypliny ruchowej.

11.4.11. Redysponowanie nierynkowe MWE, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię co najmniej z dwóch technologii - wiatru lub słońca lub z biogazu, lub instalacjami, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej

1. OSP wyliczając prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego, o którym mowa w pkt 11.4.3. 4., dla MWE, w skład którego wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu, tj. co najmniej dwie spośród wskazanych technologii wytwarzania energii i który jest objęty przynajmniej dwoma systemami wsparcia, stosuje kryteria i zasady określone w pkt 11.4.3. przy uwzględnieniu poniższych zasad:
 - (1) w pierwszej kolejności obliczane są, odrębnie dla każdej technologii wytwarzania wchodzącej w skład MWE, prognozowane koszty jednostkowe redysponowania nierynkowego, a następnie;
 - (2) wyznaczone w ten sposób prognozowane koszty jednostkowe redysponowania nierynkowego dla poszczególnych technologii wytwarzania wchodzących w skład MWE są uśredniane dla całego MWE poprzez wyliczenie średniej ważonej.
2. W przypadku gdy MWE, w skład, którego wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu, jest w całości objęty jednym systemem wsparcia, OSP nie stosuje zasad wyliczania prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego, określonych w pkt 1. W takim przypadku OSP stosuje zasady określone w pkt 11.4.3.
3. OSP wyznaczając prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla instalacji, w skład której wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej, stosuje kryteria i zasady określone w pkt 1. albo pkt 11.4.3., w zależności czy taka instalacja jest objęta jednym czy co najmniej dwoma systemami wsparcia, przy czym prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego wyznaczany jest jedynie dla tej części instalacji, w skład której wchodzi urządzenia wytwórcze.
4. OSP na potrzeby redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, dokonuje doboru MWE lub instalacji, o których mowa odpowiednio w pkt 1. i 3., stosując kryteria oraz zasady określone w pkt 11.4.5.
5. OSP w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, redysponuje MWE lub instalacjami, o których mowa odpowiednio w pkt 1. i 3., wydając pojedyncze polecenia redysponowania bez podziału na technologie, które wchodzi w skład takiego MWE lub instalacji, redysponując również urządzeniami służącymi do magazynowania energii elektrycznej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.2.

6. W przypadku gdy do tego samego miejsca przyłączenia przyłączone są dwa lub więcej MWE albo MWE lub MEE lub instalacja, o której mowa w pkt 3., to OSP przy doborze redysponowanego zasobu stosuje poniższe zasady:
- (1) OSP na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię dobiera redysponowane zasoby zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.4.2., 11.4.4.3. i 11.4.11., natomiast na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.5. i 11.4.11.;
 - (2) jeżeli na potrzeby redysponowania nierynkowego zostanie dobrany jeden z wielu MWE przyłączonych do tego samego miejsca przyłączenia, to pozostałe MWE, przyłączone do tego samego miejsca przyłączenia, są dobierane do redysponowania bez względu na kryterium kosztowe w przypadku doboru na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bez względu na kryterium zmniejszenia sumarycznej wielkości mocy niewprowadzonej do sieci w przypadku doboru na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
 - (3) jeżeli na potrzeby redysponowania nierynkowego zostanie dobrany MWE przyłączony do tego samego miejsca przyłączenia, do którego przyłączony jest MEE albo instalacja, o której mowa w pkt 3., to dopuszcza się, żeby wolumen mocy ograniczonej przez OSP z ograniczanego MWE został przekierowany na MEE przyłączony do tego samego miejsca przyłączenia, bez konieczności ograniczania generacji na dobranym przez OSP MWE, pod warunkiem dotrzymania, w miejscu przyłączenia dobranego MWE, zadanej przez OSP wielkości mocy czynnej.

11.4.12. Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 oraz rozliczeń niewykonania poleceń redysponowania

1. Zasady obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 oraz rozliczeń niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRIESP - Korzystanie.

11.6. Działania regulacyjne w sieci zamkniętej

W pkt 14. zdanie wprowadzające otrzymuje brzmienie:

14. OSP we współpracy z podmiotami wymienionymi w pkt 18. prowadzi regulację napięć i rozplywu mocy biernej w sieci zamkniętej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 1.8. 2. IRIESP - Bilansowanie, celem:

Pkt 19. otrzymuje brzmienie:

19. OSP prowadzi regulację napięcia i mocy biernej, zgodnie z pkt 15. w węzłach sieci zamkniętej, określonych w pkt 1.8. 2. (1) IRIESP - Bilansowanie, wykorzystując urządzenia do regulacji napięcia wymienione w pkt 16. W tym celu służby dyspozytorskie OSP - ODM wydają stosowne polecenia służbom dyspozytorskim i ruchowym podmiotów wymienionych w pkt 18.

11.7. Wprowadzanie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

11.7.1. Postanowienia ogólne

W pkt 3. początek drugiego akapitu oraz pkt (1) i (3) otrzymują brzmienie:

OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- (1) wydaje wytwórcy lub posiadaczowi MEE polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci MWE lub MEE przyłączonych do sieci zamkniętej;
- (3) wydaje właściwemu OSD polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, które nie są MWE lub MEE, o których mowa w pkt (1);

11.8. Monitorowanie pracy systemu

W pkt 2. odwołanie do „TCM - zakres wymiany danych” zastępuje się określeniem „TCM - zakres wymienianych danych”.

Wprowadza się pkt 11.9. w brzmieniu:

11.9. Monitorowanie poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE

1. OSP w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych do sieci przesyłowej oraz OSDp w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych w obszarze sieci OSDp/OSDn monitoruje i weryfikuje jakość otrzymywanych planów pracy MWE oraz MEE oraz dotrzymywanie dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez operatora systemu.
2. Monitorowanie poprawności planów pracy jest prowadzone dla wszystkich OREB doby na podstawie porównania ilości energii elektrycznej określonej dla danego OREB w ostatnim planie pracy zgłoszonym do operatora systemu dla MWE lub MEE przed realizacją dostaw energii elektrycznej oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej zmierzonej dla tego OREB dla tego MWE lub MEE.
3. Plan pracy dla danego MWE lub MEE i danej doby uznaje się za poprawny jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:
 - (1) dla każdego OREB doby został zgłoszony co najmniej jeden plan pracy;
 - (2) dla wszystkich OREB doby, średnie wielkości generacji mocy czynnej określone w planie pracy:
 - (a) dla MWE nie są większe od 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest mniejsza lub równa 0 MW, a w przypadku MEE są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest równa 0 MW,
 - (b) dla MWE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest większa od 0 MW, a w przypadku MEE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest różna od 0 MW,
 - (c) nie różnią się od zmierzonej ilości energii elektrycznej o więcej niż określone przez OSP procentowe odchylenie od mniejszej z dwóch wielkości: (i) mocy zainstalowanej i (ii) mocy przyłączeniowej,
 - (d) odzwierciedlają polecenia wydane przez operatora systemu; odzwierciedlenie polecenia wydanego przez operatora systemu w zgłoszeniach planów pracy powinno nastąpić niezwłocznie po wydaniu polecenia.
4. Procentowe odchylenie, o którym mowa w pkt 3. jest parametrem monitorowania, który OSP publikuje na stronie internetowej OSP wraz z metodą wyznaczania:
 - (1) dla poszczególnych MWE typu D, C i B w podziale na MWE ciepłe, MWE wodne, MWE typu FW, MWE typu PV oraz MWE typu BG;

(2) dla MEE.

Opublikowana wartość procentowego odchylenia obowiązuje po 30 dniach od dnia opublikowania przez OSP, przy czym pierwsza wartość tego parametru obowiązuje od dnia wejścia w życie zmiany IRiESP wprowadzonej Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r.

5. Monitorowanie dyscypliny ruchowej jest prowadzone na podstawie porównania poleconych przez OSP lub OSDp poziomów dostaw energii elektrycznej, w tym wynikających z poleceń redysponowania w ramach redysponowania nierynkowego oraz poleceń wynikających z aktywacji usług elastyczności, z rzeczywistą ilością energii dostarczonej przez MWE lub MEE.
6. Do naruszenia dyscypliny ruchowej dochodzi w następujących przypadkach:
 - (1) gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej lub pobieranej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP;
 - (2) gdy redysponowany zasób nie wykonuje albo nienależyście wykonuje polecenia redysponowania wydane przez OSP lub OSDp oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania;
 - (3) gdy aktywowany zasób w ramach świadczenia usług elastyczności nie wykonuje albo nienależyście wykonuje polecenia wydane przez OSDp oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji poleceń wynikających z aktywacji usług elastyczności, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia.
7. W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed OREB, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym OSP do 20. minuty przed OREB. Zmiana ilości generowanej lub pobieranej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem OREB nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości generowanej lub pobieranej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej jeżeli wielkość tej zmiany wyniesie przynajmniej 10 % wolumenu zgłoszonego w planie pracy. W każdym przypadku dokonania zmiany generowanej lub pobieranej energii elektrycznej, o której mowa powyżej, niezależnie od jej wielkości, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.
8. W przypadku stwierdzenia niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE, OSP lub OSDp występują pisemnie do posiadacza MWE lub MEE z wezwaniem do usunięcia powołanych naruszeń w terminie nie dłuższym niż 30 dni od daty wezwania.

9. Po upływie powołanego terminu, jeżeli wystąpi przypadek niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE, właściwy operator systemu powiadamia Prezesa URE o tym przypadku.
10. OSDp przekazuje OSP sprawozdanie z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez zasoby przyłączone w obszarze sieci OSDp/OSDn dotyczącej danej doby, w terminie do końca kolejnej doby. Sprawozdanie zawiera informacje o wielkości niedokładności planów pracy oraz poziomie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej:
 - (1) dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV - w formie indywidualnych wielkości dla każdego OREB i każdego zasobu;
 - (2) dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 110 kV - w formie zagregowanych wielkości dla każdego OREB i każdego węzła sieci zamkniętej, w podziale na zasoby, o których mowa w pkt 4.

13. SPOSOBY I FORMY WYMIANY INFORMACJI, PUBLIKACJA I OCHRONA INFORMACJI

13.1. Formy wymiany informacji

13.1.1. Postanowienia ogólne

W pkt 4. po pkt (6) wprowadza się pkt (7) w brzmieniu:

- (7) portal Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE).

Z wyrażenia „przepisy prawa powszechnie obowiązującego” użytego w pkt 6.1. 1, 6.6.2. 4., 6.6.3. 1., 6.7. 2., 7.2. 4., 7.3. 10., 9.9. 1. i 2. oraz 13.3. 4., skreśla się wyrażenie „powszechnie obowiązującego”.

IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

1. USŁUGI ŚWIADCZONE NA RZECZ OSP

Po pkt 1.7. wprowadza się pkt 1.8. i 1.9. w brzmieniu:

- 1.8. **Zasady koordynacji przez OSP korzystania przez OSDp z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV**
 1. Zasady koordynacji przez OSP korzystania przez OSDp z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, obowiązują w odniesieniu do usług z katalogu usług wskazanego w pkt 1.1. 2. (1) (a).
 2. OSP i OSDp celem utrzymania standardów jakościowych w zakresie napięć i mocy biernej zgodnie z pkt 1.4. IRiESP - Korzystanie korzystają z zasobów i usług regulacji napięcia w stanach ustalonych, zgodnie z następującymi zasadami:
 - (1) OSP opracowuje plany napięć dla węzłów sieci przesyłowej, określając poziomy napięć w węzłach sieci przesyłowej NN oraz w węzłach WN w stacjach NN/WN, w których węzeł NN należy do sieci przesyłowej. OSP prowadzi regulację napięć w tych węzłach;
 - (2) OSDp w porozumieniu z OSP opracowuje plany napięć dla węzłów innych niż wykazane w pkt (1), uzgodnionych z OSP, należących do koordynowanej sieci 110 kV. OSDp prowadzi regulację napięć w tych węzłach utrzymując w nich napięcie poniżej wartości

- napięć występujących w węzłach sieci 110 kV, za których regulację napięć odpowiada OSP;
- (3) w celu regulacji napięć w węzłach, o których mowa w pkt (2), OSDp wykorzystuje wszystkie zasoby przyłączone do jego sieci, z wyłączeniem zasobów przyłączonych w węzłach sieci NN oraz w węzłach WN w stacjach NN/WN, w których węzeł NN należy do sieci przesyłowej;
 - (4) polecenia regulacji napięć przez zasoby świadczące usługi regulacji napięcia w stanach ustalonych wydawane są zgodnie z postanowieniami instrukcji współpracy lub współdziałania służb dyspozytorskich i ruchowych;
 - (5) na potrzeby utrzymania bezpiecznych warunków pracy sieci zamkniętej, OSP może korzystać ze wszystkich dostępnych środków i podejmować działania określone w pkt 11.6. IRiESP - Korzystanie, w tym wykorzystywać zasoby zlokalizowane w węzłach koordynowanej sieci 110 kV określonych w pkt (2), chyba że OSDp wykaże brak możliwości skorzystania z tych środków przez OSP;
 - (6) OSDp prowadząc regulację napięć w węzłach, o których mowa w pkt (2), zapewnia zachowanie neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE;
 - (7) w przypadku wykorzystywania zmian mocy czynnej do regulacji napięcia po zamknięciu bramki RBN dla doby, w której OSDp zaplanował wykorzystanie środków do regulacji napięcia skutkujących zmianami mocy czynnej, OSDp stosuje się do zasad określonych w pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie, od daty wejścia w życie pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie;
 - (8) OSDp może nabywać usługi regulacji napięcia w stanach ustalonych od zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem zasobów przyłączonych do węzłów WN określonych w pkt (1);
 - (9) w celu zapewnienia warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, OSDp przekazuje OSP w dobie d-1 informacje o niewystarczającym poziomie środków do regulacji napięć oraz w dobie d informacje o wyczerpaniu środków do regulacji napięć dla węzłów sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV. Informacje te są przekazywane przez służby dyspozytorskie, w ramach koordynacji regulacji napięcia w sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV, przy czym pierwsza informacja o planowanym zakresie jest przekazywana do godziny 11.00 doby d-1;
 - (10) dane i informacje określone w pkt (9), OSDp przekazuje OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej;
 - (11) w przypadku braku możliwości spełnienia przez OSDp wymagań określonych w pkt (2) z powodu niewystarczalności środków do regulacji napięć po stronie OSDp, powodujących niedotrzymanie określonych przez OSP poziomów napięć w węzłach określonych w pkt (1), OSP i OSDp podejmują działania w celu dotrzymania poziomów napięć w sieci zamkniętej poprzez wykorzystanie środków dostępnych w węzłach określonych w pkt (1). Koszty wykorzystania tych środków w części dotyczącej usług regulacji napięcia w stanach ustalonych ponosi OSDp;
 - (12) w przypadku braku możliwości dotrzymania standardów jakościowych w zakresie napięć i mocy biernej zgodnie z pkt 1.4. IRiESP - Korzystanie w węzłach określonych w pkt (1) z powodu niewystarczalności środków do regulacji napięć po stronie OSP, OSP i OSDp podejmują działania w celu dotrzymania poziomów napięć w sieci

- zamkniętej poprzez wykorzystanie środków dostępnych w węzłach określonych w pkt (2). Koszty wykorzystania tych środków w części dotyczącej usług regulacji napięcia w stanach ustalonych ponosi OSP;
- (13) w ramach działań, o których mowa w pkt (11) i (12) OSP i OSDp w pierwszej kolejności wykorzystują dostępne środki, z wyłączeniem usług regulacji napięcia w stanach ustalonych, a po ich wyczerpaniu wykorzystują środki dostępne w ramach powyższych usług, najbardziej skuteczne i efektywne ekonomicznie;
 - (14) koszty wykorzystania środków, o których mowa w pkt (11) i (12) są płatne przez stronę która ponosi je na podstawie faktury wystawianej odpowiednio przez OSP albo OSDp. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany odpowiednio przez OSP albo OSDp, zawierający zestawienie wykorzystanych w danym miesiącu kalendarzowym usług regulacji napięcia w stanach ustalonych wraz z wynikającymi z tego kosztami lub raport handlowy korygujący;
 - (15) do rozliczeń finansowych kosztów wykorzystania środków mających na celu dotrzymanie poziomów napięć w sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt (11) oraz kosztów wykorzystania środków mających na celu dotrzymanie poziomów napięć w sieci zamkniętej, o których mowa w pkt (12), stosuje się odpowiednio zasady określone w pkt 1.7. 3. - 10. i 12.;
 - (16) fakturę odpowiednio OSP albo OSDp wystawia nie później niż 20. dnia po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności jest 27. dzień po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego;
 - (17) fakturę korygującą należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. OSP albo OSDp sporządził raport handlowy korygujący. Terminem płatności faktury korygującej jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono raport handlowy korygujący;
 - (18) w przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z przepisami prawa, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności, ustalonego zgodnie z pkt (16) i (17). Jeżeli faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z przepisami prawa, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę;
 - (19) reklamacje dotyczące dokumentów rozliczeniowych przekazanych OSP albo OSDp mogą być zgłaszane najpóźniej w terminie 14 dni od dnia otrzymania tych dokumentów;
 - (20) rachunki bankowe do rozliczeń oraz sposób dostarczania dokumentów rozliczeniowych oraz adresy do zgłaszania reklamacji dotyczące dokumentów rozliczeniowych są określone w umowie przesyłania.
3. OSP korzysta z usługi odbudowy zgodnie z następującymi zasadami:
- (1) usługa odbudowy KSE jest pozyskiwana wyłącznie przez OSP;
 - (2) OSD uczestniczą w procesie nabywania przez OSP usługi odbudowy KSE między innymi w zakresie:
 - (a) weryfikacji danych technicznych, przekazanych przez dostawcę usług, dotyczących punktu połączenia usługodawcy z siecią OSD,
 - (b) opracowywania i aktualizacji procedur zawartych w planie odbudowy,

- (c) dostosowania zasobów OSD wskazanych przez OSP za niezbędne do realizacji procedur zawartych w planie odbudowy;
- (3) OSD uczestniczą w przygotowaniu i realizacji przez OSP planu odbudowy.

1.9. Zasady koordynacji przez OSP korzystania przez OSDp z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV

1. Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSDp w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.
2. Zasoby, które świadczą usługę elastyczności mogą tworzyć jednostki grafikowe (JG) na RB ze znacznikiem aktywności ZAK=2 lub ZAK=3.
3. Jeżeli OSDp planuje korzystać z usług elastyczności świadczonych przez zasoby, które składają się na JG na RB, to taka JG nie może świadczyć usług bilansujących na RB w okresach rozliczania energii bilansującej (OREB) danej doby, w których OSDp korzysta z usług elastyczności świadczonych przez te zasoby, niezależnie od tego z jakiej części tych zasobów korzysta OSDp.
4. OSDp przekazuje do OSP wykazy:
 - (1) JG, których zasoby są planowane do świadczenia na jego rzecz usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do zamknięcia bramki dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN (bramka RBN) dla tej doby;
 - (2) zasobów, co do których OSDp ma prawo do wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do 5. dnia roboczego każdego miesiąca kalendarzowego według stanu na ostatni dzień poprzedniego miesiąca kalendarzowego.
5. Wykazy wymienione w pkt 4. OSDp przekazuje OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich.
6. OSDp zobowiązuje podmiot świadczący usługi elastyczności do:
 - (1) odwzorowania w planie pracy aktywowanej usługi i niezwłocznego przekazania zaktualizowanych danych planistycznych, zgodnie z zasadami określonymi w TCM - zakres wymienianych danych i pkt 12.3. IRiESP - Korzystanie, w przypadku, gdy usługi świadczy MWE lub MEE;
 - (2) poinformowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie dostaw energii elektrycznej tych zasobów o aktywowaniu bilansowanych przez niego zasobów do świadczenia usług elastyczności.
7. Korzystanie przez OSDp z usług elastyczności zaplanowanych do wykorzystania w horyzoncie czasowym poprzedzającym chwilę zamknięcia bramki RBN dla doby, w której OSDp zaplanował wykorzystanie tych usług, jest uwzględniane:
 - (1) przez podmioty odpowiedzialne za zgłaszanie planów pracy dla zasobów świadczących usługi, poprzez odwzorowanie świadczonych usług elastyczności w ich planach pracy, w celu zapewnienia poprawnych planów pracy; oraz
 - (2) przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie dostaw energii elektrycznej przez zasoby świadczące usługi elastyczności, poprzez zapewnienie tożsamej, w rozumieniu

ilości energii elektrycznej, zmiany generacji albo zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku niż zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowana przez OSDp w danym kierunku, w celu zapewnienia neutralnego wpływu świadczenia usług elastyczności na bilans mocy czynnej KSE w rozumieniu niezaburzenia zbilansowania uczestników rynku.

8. OSDp korzystając z usług elastyczności po zamknięciu bramki RBN dla doby, w której OSDp zaplanował aktywowanie usług elastyczności, jest obowiązany do zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE w rozumieniu niezaburzenia zbilansowania uczestników rynku. W tym celu OSDp korzysta z usług elastyczności na zasadach dwustronnego redysponowania dokonywanego przez OSDp, tj. zapewnienia, że wynikająca z usługi elastyczności zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej w danym kierunku (kierunek pierwotny) jest kompensowana tożsamą zmianą generacji albo zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku (kierunek wtórny), co łącznie skutkuje niezmiennym bilansem mocy czynnej KSE wskutek świadczenia usługi elastyczności.
9. Dwustronne redysponowanie, o którym mowa w pkt 8., może być realizowane przez OSDp w następujących trybach:
 - (1) zrealizowanie zmiany generacji albo zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym przez zasoby przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tego samego węzła po stronie dolnego napięcia transformatora 110 kV/SN, do którego są przyłączone zasoby, na których OSDp dokonał zmiany generacji albo zużycia energii elektrycznej w kierunku pierwotnym;
 - (2) zrealizowanie zmiany generacji albo zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym w ramach koordynacji z OSP korzystania przez OSDp z usług elastyczności, zgodnie z zasadami określonymi w pkt **10.5. IRiESP - Korzystanie** w zakresie korzystania przez OSDp z zasobów w sieciach innych OSD lub z zasobów w sieci zamkniętej w przypadku niewystarczalności zasobów w sieci dystrybucyjnej tego OSDp do zarządzania ograniczeniami sieciowymi, przy czym niniejszy pkt (2) stosuje się od dnia wejścia w życie pkt **10.5. IRiESP - Korzystanie**.

Wprowadza się:

- Załącznik nr K2 - Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943;

w brzmieniu:

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

***WARUNKI KORZYSTANIA,
PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI
I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI***

Załącznik nr K2

Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943

Spis treści

1. Postanowienia ogólne	4
2. Wyznaczanie wolumenu redysponowanej energii i wartości rekompensaty, dokonywanie korekt i reklamacje.....	5
3. Raport OSDp z rekompensat	9
4. Zasady wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w wyniku wykonania polecenia redysponowania.....	11
4.1. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania w przypadku przekazania przez właściciela MWE typu PV danych dotyczących natężenia promieniowania słonecznego	11
4.2. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania w przypadku przekazania przez właściciela MWE typu FW indywidualnych danych dotyczących pomiarów siły wiatru dla instalacji FW	15
4.3. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania przez MWE typu BG	20
4.4. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu energii niewprowadzonej oraz wolumenu energii wprowadzonej przez MEE w wyniku wykonania polecenia redysponowania	22
4.5. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w wyniku wykonania polecenia redysponowania przez instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie lub instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie wraz z MEE, przyłączone w jednym miejscu przyłączenia	25
5. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z systemów wsparcia	26
5.1. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia.....	26
5.2. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A.	26
5.3. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym	27
5.4. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1 - 3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE	28
5.5. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego	29
5.6. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE	29
5.7. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE	30
5.8. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE	31
5.9. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzającej energię elektryczną z biogazu w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE	32

6. Zasady wyznaczania wartości rekompensaty za redysponowanie nierynkowe	33
7. Rozliczanie niewykonania albo nienależytego wykonania poleceń redysponowania.....	36

1. Postanowienia ogólne

1. Wykonanie polecenia redysponowania, o którym mowa w pkt 11.4. IRiESP - Korzystanie, podlega rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 (dalej „rekompensata”).
2. Rekompensata obliczana i wypłacana jest przez:
 - (1) OSP - w przypadku wykonania polecenia redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci przesyłowej;
 - (2) OSDp - w przypadku wykonania polecenia redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSP za pośrednictwem tego OSDp;na wniosek właściciela redysponowanego zasobu, poprzez rozliczenie należnej kwoty rekompensaty, odpowiednio w ramach umowy przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w tych umowach oraz odpowiednio w IRiESP albo IRiESD.
3. W przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej do sieci przez MWE lub MEE, rekompensata nie przysługuje, jeżeli umowa o przyłączenie do sieci, umowa przesyłania lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dotycząca tego MWE lub MEE zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z:
 - (1) zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
 - (2) dokonaniem na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym.
4. W przypadku gdy dla danego okresu redysponowania nierynkowego zostały wydane oba rodzaje poleceń redysponowania nierynkowego, tj. (i) polecenie mające na celu zapewnienie równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz (ii) polecenie mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, to w takim przypadku o rodzaju polecenia dla potrzeb ustalenia rekompensaty finansowej decyduje:
 - (1) niższy poziom zadanej przez OSP lub OSD maksymalnej dopuszczalnej wielkości mocy czynnej wprowadzanej do sieci operatora systemu przez redysponowany zasób w przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej do sieci; albo
 - (2) wyższy poziom zadanej przez OSP lub OSD minimalnej wymaganej wielkości mocy czynnej wprowadzanej do sieci operatora systemu przez redysponowany zasób w przypadku wymuszenia wprowadzania mocy czynnej do sieci.
5. Na potrzeby niniejszego załącznika przyjmuje się, że wyrażenie „wolumen redysponowanej energii” oznacza:
 - (1) wolumen niewyprodukowanej energii przez MWE i wolumen energii niewprowadzonej przez MEE w przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej do sieci; oraz
 - (2) wolumen energii wprowadzonej przez MWE i MEE w przypadku wymuszenia wprowadzania mocy czynnej do sieci.
6. W przypadku gdy właścicielowi redysponowanego zasobu nie przysługuje prawo do rekompensaty lub nie wystąpi o rekompensatę, to właściciel redysponowanego zasobu ma prawo złożyć wniosek o wyznaczenie wolumenu niewyprodukowanej energii w celu zaliczenia tego wolumenu do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE wynikającego z danego systemu wsparcia.

7. Roszczenie o wypłatę rekompensaty wygasa, jeżeli właściciel redysponowanego zasobu nie złoży wniosku o wypłatę rekompensaty przed upływem 180 dni od ostatniego dnia miesiąca kalendarzowego, w którym zostało wykonane polecenie redysponowania.
8. Wysokość rekompensaty ustalana jest odrębnie dla każdego redysponowanego zasobu oraz odrębnie dla każdego dnia kalendarzowego, w którym nastąpiło redysponowanie nierynkowe.
9. W przypadku redysponowania nierynkowego dokonanego na polecenie OSP wolumen redysponowanej energii dla MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn wyznacza OSP i udostępnia OSDp w celu obliczenia i wypłaty rekompensaty.
10. OSDp przekazuje OSP dane i informacje niezbędne do wyznaczenia wolumenu redysponowanej energii, dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, o których mowa w pkt 4. i 6.
11. Sprzedawca zobowiązany przekazuje OSDp dane i informacje niezbędne do obliczenia wysokości rekompensaty, dotyczące MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, od których jest obowiązany zakupić energię elektryczną.
12. Korespondencja pomiędzy OSP albo OSDp a właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się poprzez portal WOZE. Korespondencja i wymiana informacji pomiędzy OSP i OSDp dotycząca ustalania rekompensat oraz rozliczeń, w tym w szczególności w zakresie raportów z rekompensat, raportów z odchyień i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat odbywa się poprzez portal PSDI. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt 5.7.5. IRiESP - Korzystanie.
13. W przypadku braku dostępności części lub całości funkcjonalności portalu WOZE lub portalu PSDI, OSP niezwłocznie zamieszcza stosowny komunikat na stronie internetowej OSP wraz z informacją o przewidywanym terminie dostępności danego portalu. O przywróceniu pełnej funkcjonalności portalu, OSP poinformuje odrębnym komunikatem.
14. OSDp oblicza rekompensaty wynikające z poleceń OSP zgodnie z zasadami ustalania rekompensat określonymi w niniejszym załączniku, z wykorzystaniem portalu PSDI udostępnianego przez OSP.
15. Korespondencja w zakresie dokumentów księgowych prowadzona jest w formie, o której mowa w pkt 6.6.1. 3. IRiESP - Korzystanie.
16. OSP, dla potrzeb wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w celu obliczenia wartości rekompensaty lub wolumenu niewyprodukowanej energii w celu zaliczenia tego wolumenu do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE wynikającego z danego systemu wsparcia, ma prawo korzystać z danych i informacji przekazywanych bezpośrednio poprzez portale WOZE, PSDI, PWDP lub PWDS przez właścicieli MWE lub MEE oraz OSD.
17. Postanowienia niniejszego załącznika obowiązują od dnia 1 stycznia 2028 r.

2. Wyznaczanie wolumenu redysponowanej energii i wartości rekompensaty, dokonywanie korekt i reklamacje

1. OSP w pierwszym dniu po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe wyznacza, na podstawie posiadanych danych, wolumeny redysponowanej energii dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE, dla których ustalana jest wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia, o której mowa w pkt 6. 1. (1) lub dokonywane jest rozliczenie wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 6. 1. (1), i przekazuje je OSDp do godziny 09.00 poprzez portal PSDI oraz udostępnia poprzez portal WOZE informacje

- o wolumenach redysponowanej energii właścicielom MWE lub MEE przyłączonym do sieci przesyłowej.
2. OSP do godziny 12.00 w pierwszym dniu po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, przekazuje wolumeny redysponowanej energii dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonym do sieci przesyłowej jako dodatkową serię danych do CSIRE.
 3. OSDp do godziny 12.00 w pierwszym dniu po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, uwzględniając wolumeny redysponowanej energii MWE lub MEE przekazane przez OSP, o których mowa w pkt 1. oraz wynikające z poleceń własnych OSDp/OSDn, w związku z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dla których ustalana jest wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia, o której mowa w pkt 6. 1. (1), lub dokonywane jest rozliczenie wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 6. 1. (1), przekazuje te wolumeny jako dodatkową serię danych do CSIRE oraz udostępnia informacje o wolumenach redysponowanej energii właścicielom MWE lub MEE poprzez portal WOZE. Wolumeny redysponowanej energii dla MWE lub MEE przyłączonych do sieci OSDn przekazywane są przez OSDp do OSDn, a następnie przez OSDn do CSIRE.
 4. OSP na podstawie danych, o których mowa w pkt 2. i 3., wyznacza zagregowany wolumen redysponowanej energii dla poszczególnych POB i uwzględnia go przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, oraz uwzględnia go w raporcie dobowym energii niezbilansowania (RD^{EN}), udostępnianym przez OSP pierwszego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, zgodnie z TCM - warunki dotyczące bilansowania.
 5. OSDp do godziny 10.00 drugiego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, przekazuje OSP informacje niezbędne do wyznaczenia wolumenów redysponowanej energii dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, w szczególności dane dotyczące poleconych czasów redysponowania nierynkowego i mocy czynnej generowanej przez MWE oraz mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE, podlegających redysponowaniu nierynkowemu na polecenie OSP.
 6. W przypadku MWE typu PV (dalej także „instalacja PV”) i MWE typu FW (dalej także „instalacja FW”), właściciel danego zasobu, do godziny 10.00 drugiego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, może przekazać poprzez portal WOZE informację dotyczącą natężenia promieniowania słonecznego dla instalacji PV lub siły wiatru zmierzonej na terenie instalacji FW. Zakres przekazywanych danych powinien obejmować pełne dni kalendarzowe, w których wystąpiło redysponowanie nierynkowe, a w przypadku MWE typu FW, dodatkowo dane dla doby poprzedzającej dzień kalendarzowy redysponowania nierynkowego.
 7. Informacje, o których mowa w pkt 5. są przekazywane przez OSDp do OSP poprzez portal PSDI. Informacje, o których mowa w pkt 6. przekazywane przez właściciela instalacji PV i instalacji FW, są udostępniane poprzez portal WOZE.
 8. OSP do godziny 10.00 trzeciego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, wyznacza wolumeny redysponowanej energii uwzględniając informacje, o których mowa w pkt 5. i 6. i przekazuje OSDp wyznaczone wolumeny redysponowanej energii dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn oraz udostępnia informacje o wolumenach redysponowanej energii właścicielom MWE lub MEE przyłączonym do sieci przesyłowej poprzez portal WOZE.
 9. OSP w trzecim dniu po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, przekazuje wolumeny redysponowanej energii dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonym do sieci przesyłowej jako dodatkową serię danych do CSIRE.
 10. OSDp do godziny 22.00 trzeciego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, uwzględniając wolumeny redysponowanej energii MWE lub MEE przekazane przez OSP, o których mowa w pkt 8., oraz wynikające z poleceń własnych OSDp/OSDn, w związku

z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dla których ustalana jest wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia, o której mowa w pkt 6. 1. (1), lub dokonywane jest rozliczenie wolumenu energii redysponowanej, o którym mowa w pkt 6. 1. (1), przekazuje te wolumeny jako dodatkową serię danych do CSIRE oraz udostępnia informacje o wolumenach redysponowanej energii właścicielom MWE lub MEE poprzez portal WOZE. Wolumeny redysponowanej energii dla MWE lub MEE przyłączonych do sieci OSDn przekazywane są przez OSDp do OSDn, a następnie przez OSDn do CSIRE.

11. OSP na podstawie danych, o których mowa w pkt 9. i 10., wyznacza zagregowany wolumen redysponowanej energii dla poszczególnych POB i uwzględnia go przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, oraz uwzględnia go w raporcie dobowym energii niezbilansowania (RD^{EN}), udostępnianym przez OSP czwartego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, zgodnie z TCM - warunki dotyczące bilansowania.
12. W przypadku nieprzekazania przez właściciela instalacji PV lub instalacji FW informacji dotyczącej natężenia promieniowania słonecznego dla instalacji PV lub siły wiatru zmierzonej na terenie instalacji FW w terminie, o którym mowa w pkt 6., informacje te mogą zostać przekazane w późniejszym terminie. W takim przypadku uwzględnienie przekazanych informacji w procesie ustalania wolumenu redysponowanej energii jest wykonywane w zależności od terminu przekazania tych informacji w miesiącach $m+2$ lub $m+4$ lub $m+8$ dla potrzeb dokonania korekty niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, lub w terminach obliczania i wypłaty rekompensat określonych w pkt 2.
13. Wniosek o wypłatę rekompensaty jest składany poprzez portal WOZE. Potwierdzenie poprzez portal WOZE wyznaczonego wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 8., lub przekazanie informacji, o których mowa w pkt 6. lub w pkt. 12. przez właścicieli MWE lub MEE, jest traktowane jako złożenie przez właściciela MWE lub MEE wniosku o wypłatę rekompensaty albo wniosku o wyznaczenie wolumenu niewyprodukowanej energii w celu zaliczenia tego wolumenu do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE wynikającego z danego systemu wsparcia.
14. Wolumen niewyprodukowanej energii oraz wolumen energii wprowadzonej, o których mowa w pkt 8., wyznaczany jest dla instalacji PV i instalacji FW, którym wydane zostały polecenia redysponowania, zgodnie z zasadami opisanymi odpowiednio w pkt 4.1. i pkt 4.2. z zastrzeżeniem, że w przypadku nieprzekazania informacji, o których mowa w pkt 6. oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD (E_t^{SZAC}) przez instalację PV oraz instalację FW dokonywane jest na podstawie danych posiadanych przez OSP lub OSD.
15. Wolumen niewyprodukowanej energii i wolumen wprowadzonej energii dla MWE typu BG (dalej także „instalacja BG”), oraz wolumen energii niewprowadzonej i wolumen energii wprowadzonej dla MEE, o których mowa w pkt 8., którym wydane zostały polecenia redysponowania, wyznaczany jest zgodnie z zasadami opisanymi odpowiednio w pkt 4.3. i pkt 4.4.
16. W przypadku przekazania przez właściciela MWE typu PV lub FW informacji, o której mowa w pkt 6. dotyczącej natężenia promieniowania słonecznego dla instalacji PV lub siły wiatru zmierzonej na terenie instalacji FW, dla okresu poprzedzającego okres redysponowania nierynkowego wyznaczane są współczynniki korelacji pomiędzy wolumenami energii wprowadzonymi do sieci i wyznaczonymi na podstawie parametrów przyjętych przez OSP do wyliczenia wolumenu niewyprodukowanej energii zgodnie z pkt 1. i 8. oraz na podstawie parametrów przekazanych przez właściciela MWE typu PV lub FW. Do wyznaczenia wolumenu niewyprodukowanej energii przyjmowany jest wolumen, dla którego współczynnik korelacji jest wyższy.

Dla MWE typu PV oraz MWE typu FW, w przypadku braku dostępności pomiarów energii wprowadzanej do sieci w okresie poprzedzającym okres redysponowania nierynkowego lub gdy

wielkości pomiarowe są niewystarczające ze względu na ich wartość lub okres dostępności dla ustalenia współczynników korelacji, do wyznaczenia kwoty rekompensaty przyjmowany jest wolumen ustalony zgodnie z pkt 1. z uwzględnieniem danych przekazywanych przez OSD o których mowa w pkt 5.

17. Właściwy operator systemu, w terminie do 17. dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, w portalu WOZE umieszcza informacje o wartości rekompensat albo informacje o wolumenie niewyprodukowanej energii w celu zaliczenia tego wolumenu do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE wynikającego z danego systemu wsparcia.
18. Właściciel MWE lub MEE w terminie do 21. dnia miesiąca kalendarzowego m+1, gdzie m oznacza miesiąc kalendarzowy, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe danego MWE lub MEE, dokonuje w portalu WOZE potwierdzenia zamieszczonych w nim danych, tj.:
 - (1) informacji o wartości rekompensaty; albo
 - (2) wolumenu niewyprodukowanej energii w celu zaliczenia tego wolumenu do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE wynikającego z danego systemu wsparcia,wyznaczonych dla każdego dnia, w którym wystąpiło redysponowanie w miesiącu kalendarzowym m.
19. Właściwy operator systemu, w terminie do 25. dnia miesiąca m+1, przygotowuje informację rozliczeniową zawierającą wartość wyliczonej rekompensaty i oszacowany wolumen redysponowanej energii (jako wolumen energii objęty redysponowaniem nierynkowym), na podstawie którego została wyliczona rekompensata (dalej „informacja rozliczeniowa”). Każdorazowo informacja rozliczeniowa będzie uwzględniać wszystkie, potwierdzone zgodnie z pkt 18. przed jej sporządzeniem, wolumeny redysponowanej energii i wartości rekompensat. Kwota rekompensaty określona w informacji rozliczeniowej nie zawiera należnego podatku od towarów i usług (VAT), który jest naliczany zgodnie z przepisami prawa.
20. Wniosek o wypłatę rekompensaty pozostawia się bez rozpatrzenia w przypadku gdy:
 - (1) polecenie redysponowania nie zostało wykonane; lub
 - (2) rekompensata nie przysługuje ze względu na wystąpienie przesłanek, o których mowa w pkt 1. 3.; lub
 - (3) wniosek o wypłatę rekompensaty został złożony po upływie terminu określonego w pkt 1. 7.
21. Właściciel redysponowanego zasobu:
 - (1) w przypadku braku zastrzeżeń do przekazanej informacji rozliczeniowej, wystawia fakturę lub rachunek, co jest równoznaczne z akceptacją informacji rozliczeniowej;
 - (2) może zgłosić reklamację w terminie do 21. dnia od dnia otrzymania od właściwego operatora systemu:
 - (a) informacji o pozostawieniu wniosku o wypłatę rekompensaty bez rozpatrzenia - w przypadku otrzymania takiej informacji,
 - (b) informacji rozliczeniowej - w przypadku gdy właściciel redysponowanego zasobu nie akceptuje informacji zawartych w informacji rozliczeniowej.Reklamację wniesioną po upływie powyższego terminu pozostawia się bez rozpatrzenia.
22. Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 60 dni od dnia jej otrzymania. W uzasadnionych przypadkach termin rozpoznania reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem

- powyższego terminu, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu oraz określa nowy termin rozpatrzenia reklamacji.
23. W przypadku uznania reklamacji właściwy operator systemu przystępuje do rozpatrzenia wniosku o wypłatę rekompensaty albo przekazuje właścicielowi redysponowanego zasobu stosowną informację rozliczeniową, a postanowienia pkt 21. i 22. stosuje się odpowiednio.
 24. Właściciel redysponowanego zasobu, na podstawie informacji rozliczeniowej otrzymanej od właściwego operatora systemu, wystawia fakturę lub rachunek, potwierdzające wykonanie redysponowania nierynkowego:
 - (1) łącznie dla wszystkich redysponowanych zasobów i dla wszystkich poleceń redysponowania, jakie zostały zaakceptowane w danym okresie rozliczeniowym;
 - (2) ze wskazaniem numeru informacji rozliczeniowej;
 - (3) na dane właściwego operatora systemu jako podmiotu nabywającego usługę w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług.
 25. Właściwy operator systemu dokonuje wypłaty rekompensaty przelewem na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej z właścicielem redysponowanego zasobu.
 26. Terminem płatności faktur lub rachunków jest 21. dzień kolejnego miesiąca kalendarzowego, następującego po miesiącu kalendarzowym, w którym dostarczono faktury lub rachunki.
 27. Rekompensata podlega korygowaniu w przypadku zmiany danych lub parametrów służących do wyznaczenia jej wartości lub wolumenu redysponowanej energii, w szczególności zmiany czasów redysponowania nierynkowego, wartości zadanych mocy, danych pomiarowych, cen CEN, które wystąpiły w okresie 15 miesięcy licząc od zakończenia miesiąca kalendarzowego m obejmującego dzień redysponowania nierynkowego, przy czym korygowanie rekompensaty jest dokonywane w miesiącach m+4 oraz m+15.
 28. W przypadku gdy wystąpi przyczyna korekty rozliczeń, o której mowa w pkt 27., właściciel redysponowanego zasobu wystawia dokument księgowy korygujący zgodnie z przepisami prawa, a podstawę do jego wystawienia każdorazowo stanowić będzie odpowiednia informacja korygująca, przesłana przez właściwego operatora systemu. Dokument księgowy korygujący właściciel redysponowanego zasobu wystawia w terminie 7 dni od daty otrzymania informacji korygującej.
 29. Terminem płatności faktur korygujących lub rachunków korygujących jest 21. dzień miesiąca następującego po miesiącu kalendarzowym, w którym została przesłana informacja korygująca przez operatora systemu, o której mowa w pkt 27.
 30. W przypadku niedotrzymania terminu płatności, odsetki za opóźnienie mogą być naliczane zgodnie z przepisami prawa, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności.
 31. Jeżeli faktura korygująca albo rachunek korygujący, zostanie dostarczony do właściwego operatora systemu później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury korygującej albo rachunku korygującego przez właściwego operatora systemu.

3. Raport OSDp z rekompensat

1. OSDp, w przypadku poleceń redysponowania wydanych przez OSP za pośrednictwem OSDp, w terminie do 3. dnia miesiąca m+2, przekazuje OSP raport z rekompensat, dla których OSDp otrzymał od właścicieli redysponowanych zasobów faktury lub rachunki za miesiąc m (dalej „raport z rekompensat”).

2. Raport z rekompensat zawiera wykaz wszystkich redysponowań nierynkowych w podziale na rodzaje źródeł oraz redysponowane zasoby (osobno dla MWE typu PV, FW, BG i MEE) i obejmuje w szczególności:
 - (1) oznaczenie właściciela redysponowanego zasobu i jego dane rejestrowe;
 - (2) wskazanie operatora systemu i oddziału, do którego przyłączony jest redysponowany zasób;
 - (3) nazwę redysponowanego zasobu;
 - (4) kody identyfikacyjne redysponowanego zasobu, nadawane przez właściwego operatora systemu, wykorzystane w procesie obliczania rekompensaty;
 - (5) informacje o systemie wsparcia, z którego korzysta redysponowany zasób;
 - (6) daty i okresy redysponowania nierynkowego wynikające z poleceń redysponowania wydanych przez OSP;
 - (7) daty i okresy redysponowania nierynkowego zrealizowanego przez redysponowany zasób przyłączony do obszaru sieci OSDp/OSDn;
 - (8) oszacowany wolumen redysponowanej energii, za który należna jest rekompensata, wyznaczony na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSP, przy czym jeżeli czas rozpoczęcia redysponowania nierynkowego jest późniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP lub jeżeli czas zakończenia redysponowania nierynkowego jest wcześniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP, to wolumen, o którym mowa powyżej, wyznaczany jest na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z rzeczywistych czasów rozpoczęcia i zakończenia redysponowania nierynkowego. Jeżeli czas rozpoczęcia redysponowania nierynkowego jest wcześniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP lub jeżeli czas zakończenia redysponowania nierynkowego jest późniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP, a różnica wynika z obiektywnych przyczyn o charakterze technicznym, to wolumen, o którym mowa powyżej, może być wyznaczony na podstawie innego okresu redysponowania nierynkowego pod warunkiem zaakceptowania przez OSP;
 - (9) kwotę rekompensaty netto (bez podatku od towarów i usług) wyznaczoną na podstawie oszacowanego wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt (8);
 - (10) datę, w której OSD został poinformowany o tym, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w aukcyjnym systemie wsparcia na podstawie art. 93 ust. 18 ustawy o OZE;
 - (11) datę zakończenia danego systemu wsparcia;
 - (12) sumę kwot rekompensat netto (bez podatku od towarów i usług).
3. Wzór raportu, OSP publikuje na stronie internetowej OSP.
4. OSDp, w terminie do 3. dnia miesiąca m+2, wystawia fakturę na kwotę ustaloną jako suma kwot rekompensat netto, o których mowa w pkt 2. (12), tj. wyznaczoną na podstawie oszacowanego wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 2. (8).
5. Należności, o których mowa w pkt 4., zostaną powiększone o należny podatek VAT zgodnie z przepisami prawa.
6. OSP dokonuje płatności na podstawie otrzymanej i prawidłowo wystawionej faktury i raportu z rekompensat, do 14. dnia po zakończeniu miesiąca kalendarzowego, jednak nie wcześniej niż 7 dni od dnia otrzymania ostatniego z powyższych dokumentów (tj. faktury lub raportu z rekompensat), na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania zawartej z OSDp.

7. OSP poprzez portal PSDI ma wgląd w dokumentację zgromadzoną przez OSDp w toku weryfikacji wniosków o wypłatę rekompensaty, złożonych w odniesieniu do wydanych przez OSP poleceń redysponowania, tj. dokumentację, która była podstawą do wyliczenia rekompensat. Na wniosek OSP, OSDp przekazuje OSP inne dane i informacje niż zawarte w raporcie z rekompensat i w portalu PSDI, potwierdzające realizację poleceń redysponowania wydanych przez OSP oraz będące podstawą do wyliczenia rekompensaty.
8. W przypadku zidentyfikowania przez OSP lub OSDp potrzeby dokonania korekty raportu z rekompensat, OSDp przesyła skorygowany raport z rekompensat oraz jeśli jest to wymagane korektę faktury, uwzględniającą należny podatek VAT zgodnie z przepisami prawa.
9. W przypadku zidentyfikowania przez OSDp potrzeby dokonania korekty raportu z rekompensat, OSDp zobowiązany jest do przekazania informacji o przyczynie i zakresie dokonania korekty raportu z rekompensat.
10. OSP dokonuje płatności na podstawie otrzymanej i prawidłowo wystawionej korekty faktury i korekty raportu z rekompensat do 14. dnia po otrzymaniu ostatniego z powyższych dokumentów (tj. korekty faktury lub korekty raportu z rekompensat), na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania zawartej z OSDp.

4. Zasady wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w wyniku wykonania polecenia redysponowania

4.1. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania w przypadku przekazania przez właściciela MWE typu PV danych dotyczących natężenia promieniowania słonecznego

1. Wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację PV w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD w wyniku redysponowania nierynkowego tej instalacji PV, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

- (1) dla instalacji PV typu B, C i D:

$$\Delta E_t^{PV} = \begin{cases} \max[0; \min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}) - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK}); & \text{gd } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMAX} \\ 0; & \text{gd } E_t^{PP} < E_t^{ZADMAX} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMAX} \end{cases}$$

- (2) dla instalacji PV typu A:

$$\Delta E_t^{PV} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{PV}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację PV w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji PV, uwzględniający ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację PV planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony [kWh];

		jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh
E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]

2. Wolumen energii wprowadzonej przez instalację PV w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

- (1) dla instalacji PV typu B, C i D:

$$\Delta EW_t^{PV} = \begin{cases} \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK}) - E_t^{PP}; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMIN} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMIN} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMIN} \end{cases}$$

- (2) dla instalacji PV typu A:

$$\Delta EW_t^{PV} = \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK})$$

gdzie:

ΔEW_t^{PV}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację PV w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację PV planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh

3. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMAX} = P_t^{ZADMAX} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMIN}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

4. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMIN} = P_t^{ZADMIN} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMIN}	–	zadany przez OSP albo OSD minimalny poziom wymaganej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji PV do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

5. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP lub OSD, w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji PV, oparty na kompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego, wyznacza się na podstawie poniższych wzorów:

- (1) wyznaczenie energii możliwej do wyprodukowania na podstawie modelu, z wykorzystaniem danych o natężeniu promieniowania słonecznego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{MODEL PVDC} = P^{PVDC} \cdot \frac{I_t^{WYK}}{I^{NORM}} \cdot \Delta t^P$$

- (2) wykorzystanie regresji liniowej do skalibrowania wyników modelu, przy wykorzystaniu danych o wyprodukowanej energii poza okresem redysponowania nierynkowego, polega na znalezieniu takiej pary współczynników (α^I, β^I) , która minimalizuje sumę kwadratów błęd oszacowania liniowego, tj.:

$$\min_{\alpha^I, \beta^I} \sum_{t \in TKOR} (E_t^{WYK} - \alpha^I E_t^{MODEL PVDC} - \beta^I)^2$$

$$E_t^{MODEL PV} = \alpha^I E_t^{MODEL PVDC} + \beta^I$$

- (3) ograniczenie wyniku wielkościami mocy przyłączeniowych oraz mocą inwertera po stronie AC wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(E_t^{MODEL PV}, P^{PVAC} \cdot \Delta t^P, P^{PVOSE} \cdot \Delta t^P)$$

gdzie:

$E_t^{MODEL PVDC}$	–	energia możliwa do wyprodukowania przez instalację PV w okresie t (po stronie DC) [kWh]
P^{PVDC}	–	moc zainstalowana instalacji PV po stronie DC [kW]
I_t^{WYK}	–	średni poziom natężenia promieniowania słonecznego zmierzony dla okresu t instalacji PV [W/m^2]
I^{NORM}	–	standaryzowany poziom natężenia promieniowania słonecznego zgodny z normą dla instalacji PV (1000 W/m^2 dla STC lub 800 W/m^2 dla NOCT) [W/m^2]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]
P^{PVAC}	–	moc zainstalowana instalacji PV po stronie AC [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]
T^{KOR}	–	zbiór okresów t , dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α^t, β^t metodą regresji liniowej
α^t, β^t	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji PV na podstawie analizy modelu (E_t^{MODEL}) i energii wprowadzonej do sieci (E_t^{WYK})
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
$E_t^{MODEL PV}$	–	skalibrowane oszacowanie energii wprowadzanej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji PV, uwzględniający ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

6. Jeżeli dla poszczególnych okresów czasowych, w których energia wprowadzona do sieci przez instalację PV jest wyższa niż estymata $E_t^{MODEL PV}$ (wyliczana na podstawie przekazywanych przez właścicieli instalacji PV wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz mocy zainstalowanej DC), w celu prawidłowego skalibrowania wyników w tych okresach, koryguje się wartość $E_t^{MODEL PV}$ do wolumenu energii wykonanej E_t^{WYK} .

4.2. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania w przypadku przekazania przez właściciela MWE typu FW indywidualnych danych dotyczących pomiarów siły wiatru dla instalacji FW

1. Wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację FW w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

(1) dla instalacji FW typu B, C i D:

$$\Delta E_t^{FW} = \begin{cases} \max[0; \min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}) - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK}); & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMAX} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMAX} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMAX} \end{cases}$$

(2) dla instalacji FW typu A:

$$\Delta E_t^{FW} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{FW}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację FW w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji FW [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację FW planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh
E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD; w przypadku gdy rozdzielczość danych E_t^{WYK} jest inna niż pięciominutowa to E_t^{WYK} wyznaczone jest poprzez podzielenie wolumenu energii przez liczbę pełnych pięciominutowych okresów zawierających się w okresie t , dla którego wolumen ten został wprowadzony przez właściciela instalacji FW [kWh]

2. Wolumen energii wprowadzonej przez instalację FW w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

(1) dla instalacji FW typu B, C i D:

$$\Delta EW_t^{FW} = \begin{cases} \min(E_t^{ZADMIN}, E_t^{WYK}) - E_t^{PP}; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMIN} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMIN} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMIN} \end{cases}$$

(2) dla instalacji FW typu A:

$$\Delta EW_t^{FW} = \min(E_t^{ZADMIN}, E_t^{WYK})$$

gdzie:

ΔEW_t^{FW}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację FW w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD; w przypadku gdy rozdzielczość danych E_t^{WYK} jest inna niż pięciominutowa to E_t^{WYK} wyznaczone jest poprzez podzielenie wolumenu energii przez liczbę pełnych pięciominutowych okresów zawierających się w okresie t , dla którego wolumen ten został wprowadzony przez właściciela instalacji FW [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację FW planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację FW [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh

3. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMAX} = P_t^{ZADMAX} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMAX}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (5 min, tj. 0,08(3) h) [h]

4. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMIN} = P_t^{ZADMIN} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMIN}	–	zadany przez OSP albo OSD minimalny poziom wymaganej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (5 min, tj. 0,08(3) h) [h]

5. Oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP lub OSD przez instalację FW w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \begin{cases} \min(\max(E_t^{MODEL\ FW} + \Delta E^{KOR}; 0); E^{MAX}); & \text{gdy } v_t^{WIATR} \leq v^{KRYT} \\ 0; & \text{gdy } v_t^{WIATR} > v^{KRYT} \end{cases}$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji FW [kWh]
$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii w okresie t , wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru, zgodnie z pkt 2. [kWh]
ΔE^{KOR}	–	energia korekcyjna określona dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznaczana zgodnie z pkt 3. [kWh]
E^{MAX}	–	wolumen maksymalnej energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW [kWh]
v_t^{WIATR}	–	średnia prędkość wiatru w okresie t , mierzona na instalacji FW [m/s]
v^{KRYT}	–	krytyczna prędkość wiatru, powyżej której wszystkie turbiny wchodzące w skład instalacji FW są wyłączane ze względów bezpieczeństwa [m/s]

6. Wolumen energii w okresie t , wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru, która to charakterystyka jest określana dla miejsca przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, (dalej: „charakterystyka mocy w funkcji prędkości wiatru”)

z uwzględnieniem współczynnika udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{MODEL\ FW} = P_t^{MODEL\ FW} \cdot w_t^{UDZIAŁ} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii w okresie t , wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru [kWh]
$P_t^{MODEL\ FW}$	–	moc czynna wyznaczana w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD w funkcji prędkości wiatru uśrednionej w okresie t ; w przypadku wyliczania wolumenu $E_t^{MODEL\ FW}$ wykorzystuje się średnią prędkość wiatru w okresie t , mierzoną na instalacji FW [kW]
$w_t^{UDZIAŁ}$	–	współczynnik udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, stanowiący stosunek sumy mocy znamionowych turbin wiatrowych, wchodzących w skład instalacji FW, wytwarzających energię w okresie t (z uwzględnieniem turbin wiatrowych, których odstąpienie z pracy wynikało z polecenia redysponowania wydanego przez OSP) do sumy mocy znamionowych wszystkich turbin wiatrowych wchodzących w skład instalacji FW, bez względu na ich stan dyspozycyjności w okresie t
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii równy 5 min, tj. 0,08(3) h [h]

7. Energię korekcyjną określoną dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E^{KOR} = \frac{1}{N^{KOR}} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK} - E_t^{MODEL\ FW})$$

gdzie:

ΔE^{KOR}	–	energia korekcyjna określona dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW [kWh]
T^{KOR}	–	zbiór obejmujący N^{KOR} okresów zawartych w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW, na podstawie którego jest określana średnia energia korekcyjna ΔE^{KOR}
N^{KOR}	–	liczba elementów zbioru T^{KOR} , $N^{KOR} = 36$
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii wyznaczony dla okresu t na podstawie charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru, z uwzględnieniem współczynnika udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, wyznaczany zgodnie z opisem w pkt 2. [kWh]

8. Maksymalny wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości mocy: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E^{MAX} = \min(P^{FW}; P^{FWOSE}) \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E^{MAX}	–	maksymalny wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości mocy: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW [kWh]
P^{FWOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji FW [kW]
P^{FW}	–	moc maksymalna w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, liczona jako suma dopuszczalnych mocy maksymalnych poszczególnych turbin wiatrowych, uzyskiwanych przy maksymalnej prędkości wiatru, przy której nie występuje konieczność ich wyłączenia [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii równy 5 min, tj. 0,08(3) h [h]

9. Wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW, która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów, gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{FW CERT} = \Delta E_t^{FW} + \frac{w^{ZC}}{|N^{KOR}|} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK CERT} - E_t^{WYK})$$

gdzie:

$\Delta E_t^{FW CERT}$	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację FW w wyniku jej redysponowania nierynkowego w okresie t , która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów, gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW [kWh]
ΔE_t^{FW}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
w^{ZC}	–	współczynnik, którego wartość wynosi 1, gdy instalacja FW jest objęta systemem wsparcia zielonych certyfikatów (system wsparcia obejmuje pomiar na zaciskach generatorów turbin instalacji FW); w przypadku gdy instalacja FW jest objęta systemem wsparcia zielonych certyfikatów, ale nie rozlicza ich na zaciskach generatorów turbin instalacji FW, wartość współczynnika wynosi 0
T^{KOR}	–	zbiór obejmujący N^{KOR} okresów zawartych w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW

N^{KOR}	–	liczba elementów zbioru T^{KOR} , $N^{KOR} = 36$
$E_t^{WYK CERT}$	–	wolumen energii wyprodukowanej przez instalację FW w okresie t zawartym w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW, który jest rozliczany przez właściciela instalacji FW w systemie wsparcia zielonych certyfikatów, zmierzony na zaciskach generatorów turbin instalacji FW [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]

4.3. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu niewyprodukowanej energii oraz wolumenu energii wprowadzonej w wyniku wykonania polecenia redysponowania przez MWE typu BG

1. Wolumen niewyprodukowanej energii przez MWE typu BG w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

- (1) dla instalacji BG typu B, C i D:

$$\Delta E_t^{BG} = \begin{cases} \max[0; \min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}) - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK}); & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMAX} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMAX} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMAX} \end{cases}$$

- (2) dla instalacji BG typu A:

$$\Delta E_t^{BG} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{BG}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację BG w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację BG w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację BG planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację BG [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh
E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]

E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację BG w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
-------------	---	---

2. Wolumen energii wprowadzonej przez instalację BG w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

- (1) dla instalacji BG typu B, C i D:

$$\Delta EW_t^{BG} = \begin{cases} \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK}) - E_t^{PP}; & \text{gd } E_t^{PP} < E_t^{ZADMIN} \\ 0; & \text{gd } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMIN} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMIN} \end{cases}$$

- (2) dla instalacji BG typu A:

$$\Delta EW_t^{BG} = \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK})$$

gdzie:

ΔEW_t^{BG}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację BG w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację BG w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację BG planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację BG [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh

3. Oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację BG w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji BG, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(P^{BGOSE}; P^{BG}) \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację BG w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]
P^{BGOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji BG [kW]

p^{BG}	–	moc osiągalna instalacji BG [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

4. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMAX} = P_t^{ZADMAX} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMAX}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

5. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t , w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMIN} = P_t^{ZADMIN} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMIN}	–	zadany przez OSP albo OSD minimalny poziom wymaganej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

4.4. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu energii niewprowadzonej oraz wolumenu energii wprowadzonej przez MEE w wyniku wykonania polecenia redysponowania

1. Wolumen energii niewprowadzonej przez MEE w okresie t , w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

- (1) dla MEE o mocy powyżej 50 kW:

$$\Delta E_t^{MEE} = \begin{cases} \max[0; \min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}) - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK}); & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMAX} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMAX} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMAX} \end{cases}$$

(2) dla MEE o mocy równej lub niższej niż 50 kW:

$$\Delta E_t^{MEE} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZADMAX}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{MEE}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez MEE w okresie t , w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez MEE w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego MEE [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez MEE planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony przez MEE [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh
E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez MEE w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]

2. Wolumen energii wprowadzonej przez MEE w okresie t , w miejscu jego przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

(1) dla MEE o mocy powyżej 50 kW:

$$\Delta E W_t^{MEE} = \begin{cases} \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK}) - E_t^{PP}; & \text{gdy } E_t^{PP} < E_t^{ZADMIN} \\ 0; & \text{gdy } E_t^{PP} \geq E_t^{ZADMIN} \text{ lub nie wydano } E_t^{ZADMIN} \end{cases}$$

(2) dla MEE o mocy równej lub niższej niż 50 kW:

$$\Delta E W_t^{MEE} = \min(E_t^{ZADMIN}; E_t^{WYK})$$

gdzie:

$\Delta E W_t^{MEE}$	–	wolumen energii wprowadzonej przez MEE w okresie t , w miejscu jego przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
----------------------	---	--

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez MEE w okresie t , zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez MEE planu pracy albo skorygowanego planu pracy, o ile skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację FW [kWh]; jeżeli w odniesieniu do danego ORN nie został zgłoszony plan pracy albo skorygowany plan pracy, to E_t^{PP} wynosi 0 kWh

3. Oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez MEE w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego MEE, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(P^{MEEOSE}; P_t^{MEE}) \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii możliwy do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez MEE w okresie t w przypadku braku redysponowania nierynkowego MEE [kWh]
P^{MEEOSE}	–	moc przyłączeniowa MEE w trybie rozładowywania [kW]
P^{MEE}	–	moc osiągalna MEE [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

4. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej wielkości mocy czynnej wprowadzanej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMAX} = P_t^{ZADMAX} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMAX}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej wielkości mocy czynnej wprowadzanej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMAX}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej wielkości mocy czynnej wprowadzanej w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

5. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej wielkości mocy czynnej wprowadzanej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZADMIN} = P_t^{ZADMIN} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZADMIN}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD minimalnego poziomu wymaganej mocy czynnej wprowadzanej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZADMIN}	–	zadany przez OSP albo OSD minimalny poziom wymaganej mocy czynnej wprowadzanej w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

4.5. Szczegółowe zasady wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w wyniku wykonania polecenia redysponowania przez instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie lub instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie wraz z MEE, przyłączone w jednym miejscu przyłączenia

1. W przypadku gdy w jednym miejscu przyłączenia, przyłączone są instalacje OZE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie wytwarzania, tj. MWE typu PV lub MWE typu FW lub MWE typu BG lub MEE, z których każda jest odrębnie opomiarowana, wolumen energii redysponowanej ustala się zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2., przyjmując że do ustalenia wolumenu energii możliwej do wprowadzenia przez poszczególne instalacje, w miejscu ich przyłączenia do sieci OSP albo OSD nie uwzględnia się wolumenu energii wynikającego z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej, w miejscu przyłączenia instalacji do sieci OSP albo OSD, ani wolumenu energii wynikającego ze zgłoszonego przez instalację deklarowanego planu pracy albo skorygowanego planu pracy, które to wielkości uwzględniane są do określenia wolumenu energii wprowadzonej do sieci, określane jako łączne dla miejsca przyłączenia oraz dzielone na poszczególne instalacje proporcjonalnie do wolumenu energii możliwej do wprowadzenia.
2. W przypadku gdy w jednym miejscu przyłączenia, przyłączone są instalacje OZE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej różne technologie wytwarzania, tj. MWE typu PV lub MWE typu FW lub MWE typu BG lub MEE, które nie posiadają odrębnego opomiarowania, wolumen energii redysponowanej ustala się zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2., przyjmując że do ustalenia wolumenu energii możliwej do wprowadzenia przez poszczególne instalacje, w miejscu ich przyłączenia do sieci OSP albo OSD nie uwzględnia się wolumenu energii wynikającego z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej, w miejscu przyłączenia instalacji do sieci OSP albo OSD, ani wolumenu energii wynikającego ze zgłoszonego przez instalację deklarowanego planu pracy albo skorygowanego planu pracy, ani wolumenu energii wprowadzonej do sieci, zmierzonego w miejscu przyłączenia do sieci, które to wielkości uwzględniane są do określenia wolumenu energii wprowadzonej do sieci, określane jako łączne dla miejsca przyłączenia oraz dzielone na poszczególne instalacje proporcjonalnie do wolumenu energii możliwej do wprowadzenia.

5. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z systemów wsparcia

5.1. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia

1. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{CERT} = \sum_{t \in T} [\max(0; c^{KONW} \cdot C_t^{CERT} \cdot \Delta E_t)]$$

gdzie:

K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 46 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^{CERT}	–	cena świadectwa pochodzenia, oznaczona odpowiednio: <ul style="list-style-type: none"> • indeksem TGEozea dla instalacji OZE innych niż wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, albo • indeksem TGEozebio dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wyznaczana na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło redysponowanie nierynkowe, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację OZE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta E_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW}$ • instalacji FW rozliczanej według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW\ CERT}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta E_t^{BG}$

5.2. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A.

1. Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A., wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{AUK} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{AUKSKOR} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t]$$

gdzie:

K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A. [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh, przy czym w przypadku wytwórców, którzy przed dniem 28 grudnia 2024 r. wygrali aukcję, o której mowa w art. 73 ust. 1 ustawy OZE z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
$C_t^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji OZE, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, właściwa dla okresu t [zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację OZE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta E_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta E_t^{BG}$

5.3. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym

1. Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{AUK_SZ} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot C_t^{AUKSKOR} \cdot \Delta E_t]$$

gdzie:

$K^{AUK_{SZ}}$	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
$C_t^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji OZE, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, właściwa dla okresu t [zł/MWh]
ΔE_t	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację OZE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta E_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta E_t^{BG}$

5.4. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE

1. Wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w kwartale poprzedzającym okres redysponowania nierynkowego, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy Prawo energetyczne, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{SZ} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot C_t^{SZ} \cdot \Delta E_t]$$

gdzie:

K^{SZ}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE rozliczającej się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^{SZ}	–	średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w kwartale poprzedzającym okres redysponowania nierynkowego, ogłoszona przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy Prawo energetyczne, właściwa dla okresu t [zł/MWh]

ΔE_t	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację OZE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta E_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta E_t^{BG}$
--------------	---	---

5.5. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego

1. Wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FITI} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot C_t^R \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FITI}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

5.6. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE

1. Wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii

elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5 ustawy o OZE, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FITII} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^R - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FITII}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh, przy czym w przypadku wytwórców, którzy przed dniem 28 grudnia 2024 r. otrzymali zaświadczenia, o których mowa odpowiednio w art. 70b ust. 8 ustawy o OZE z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

5.7. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE

1. Wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE, ze sprzedaży energii elektrycznej, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FIP} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^R - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FIP}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE, ze sprzedaży energii elektrycznej [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh, przy czym w przypadku wytwórców, którzy przed dniem 28 grudnia 2024 r. otrzymali zaświadczenia, o których mowa odpowiednio w art. 70b ust. 8 ustawy o OZE z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, obliczana zgodnie z art. 39a ust. 5 i 11, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

5.8. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE

1. Wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{OPER} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{OPER} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t]$$

gdzie:

K^{OPER}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE [zł]
------------	---	---

T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^{OPER}	-	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, właściwa dla okresu t [zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację OZE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta E_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta E_t^{FW}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta E_t^{BG}$

5.9. Zasady wyznaczania wartości utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzającej energię elektryczną z biogazu w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE

1. Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji OZE wytwarzającej energię elektryczną z biogazu w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{SYS} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{SYS} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{SYS}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji OZE wytwarzającej energię elektryczną z biogazu w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE, z pominięciem okresów t należących do godzin h , dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 zł/MWh
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^{SYS}	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70j ust. 1 ustawy o OZE, zaktualizowana zgodnie z art. 70j ust. 4 ustawy o OZE [zł/MWh]

C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich transakcji sesyjnych zawartych dla danej doby dostawy, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen niewyprodukowanej energii przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

6. Zasady wyznaczania wartości rekompensaty za redysponowanie nierynkowe

1. Wartość rekompensaty stanowi sumę:

- (1) wartości utraconego przychodu z systemów wsparcia, ustaloną zgodnie z pkt 5. z uwzględnieniem, że dla instalacji OZE korzystających z systemu wsparcia w postaci:
 - (a) świadectw pochodzenia, lub
 - (b) aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE bezpośrednio rozliczających się z Zarządcą Rozliczeń S.A., lub
 - (c) w przypadku instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o której mowa w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE, ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, lub
 - (d) w przypadku instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE, ze sprzedaży energii elektrycznej; lub
 - (e) aukcji na wsparcie operacyjne, lub
 - (f) w przypadku instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE,

oraz MEE, wolumen redysponowanej energii, niewprowadzonej do sieci przez te instalacje OZE oraz MEE w wyniku redysponowania nierynkowego, z zastrzeżeniem pkt 2., uznaje się jako wprowadzony do sieci i dokonuje się jego rozliczenia poprzez uwzględnienie go przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, i tak ustalone niezbilansowanie jest uwzględniane w rozliczeniach POB tej instalacji OZE oraz MEE na RB; oraz
- (2) wartości sprzedaży energii wprowadzonej przez instalację OZE i MEE w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD w wyniku redysponowania nierynkowego, z uwzględnieniem, że wolumen redysponowanej energii, wprowadzonej do sieci przez instalacje OZE oraz MEE w wyniku redysponowania nierynkowego, przyjęty dla ustalenia wartości tej sprzedaży uznaje się jako niewprowadzony do sieci przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, i tak ustalone niezbilansowanie jest uwzględniane w rozliczeniach POB tej instalacji OZE oraz MEE na RB.

2. W przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej do sieci, wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia, o której mowa w pkt 1. (1), nie będzie ustalana oraz rozliczenie wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 1. (1), nie będzie dokonywane w odniesieniu do tych MWE i MEE, których umowa o przyłączenie do sieci, umowa przesyłania lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z:
- (1) zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
 - (2) dokonaniem na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym.
3. Rekompensata jest należna za każdą jednostkę energii niewyprodukowaną lub niewprowadzoną lub wprowadzoną w wyniku wykonania polecenia redysponowania, oszacowaną zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 4.
4. Wartość utraconego przychodu zaokrąglana jest do dwóch miejsc po przecinku.
5. Wartość rekompensaty, o której mowa w pkt 1., wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{REK} = K^{SW} + K^{EWPR}$$

gdzie:

K^{REK}	–	wartość rekompensaty [zł]
K^{SW}	–	wartość rekompensaty w części dotyczącej utraconych przychodów z systemów wsparcia [zł]
K^{EWPR}	–	wartość rekompensaty w części dotyczącej wartości sprzedaży energii wprowadzonej przez MWE i MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [zł]

6. Wartość rekompensaty w części dotyczącej utraconych przychodów z systemów wsparcia, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{SW} = w^{CERT} \cdot K^{CERT} + w^{AUK} \cdot K^{AUK} + w^{AUKSZ} \cdot K^{AUKSZ} + w^{SZ} \cdot K^{SZ} + w^{FITI} \cdot K^{FITI} + w^{FITII} \cdot K^{FITII} + w^{FIP} \cdot K^{FIP} + w^{OPER} \cdot K^{OPER} + w^{SYS} \cdot K^{SYS}$$

gdzie:

K^{SW}	–	wartość rekompensaty w części dotyczącej utraconych przychodów z systemów wsparcia [zł]
w^{CERT}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE uczestniczy w systemie świadectw pochodzenia lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [zł]
w^{AUK}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia i bezpośrednio rozlicza się z Zarządcą Rozliczeń S.A. lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [zł]

w^{AUK_SZ}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia i rozlicza się ze sprzedawcą zobowiązanym lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{AUK_SZ}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE rozliczających się ze sprzedawcą zobowiązanym [zł]
w^{SZ}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE rozlicza się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie rozlicza się bezpośrednio ze sprzedawcą zobowiązanym
K^{SZ}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE rozliczającej się ze sprzedawcą zobowiązanym na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 1-3 i art. 42 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy o OZE [zł]
w^{FITI}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja BG uczestniczy w sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{FITI}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE [zł]
w^{FITII}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja BG uczestniczy w sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{FITII}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 1 ustawy o OZE wybranemu podmiotowi albo sprzedawcy zobowiązanemu dokonującemu zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE [zł]
w^{FIP}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja BG uczestniczy w sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 2 ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{FIP}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 70a ust. 2 ustawy o OZE [zł]
w^{OPER}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego, o którym mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{OPER}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, o którym mowa w art. 83b ust. 1 ustawy o OZE [zł]

w^{SYS}	–	współczynnik jest równy 1, gdy instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną z biogazu rolniczego albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu sprzedaje energię elektryczną w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE lub jest równy 0, gdy nie uczestniczy
K^{SYS}	–	wartość utraconego przychodu dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego albo z biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, albo biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, albo z innego biogazu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu, o którym mowa w art. 70g-70j ustawy o OZE [zł]

7. Wartość rekompensaty w części dotyczącej wartości sprzedaży energii wprowadzonej przez MWE i MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{EWPR} = - \sum_{t \in T} [\min(0; c^{KONW} \cdot C_t^{CEN} \cdot \Delta E_t)]$$

gdzie:

K^{EWPR}	–	wartość rekompensaty w części dotyczącej wartości sprzedaży energii wprowadzonej przez MWE i MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [zł]
T	–	zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE i MEE
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w zł/MWh na cenę wyrażaną w zł/kWh, równy 0,001
C_t^{CEN}	–	cena energii niezbilansowania (CEN) na rynku bilansującym w okresie t [zł/MWh]
ΔE_t	–	wolumen energii wprowadzonej przez MWE i MEE w okresie t , w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh], przy czym dla: <ul style="list-style-type: none"> • instalacji PV: $\Delta E_t = \Delta EW_t^{PV}$ • instalacji FW: $\Delta E_t = \Delta EW_t^{FW}$ • instalacji BG: $\Delta E_t = \Delta EW_t^{BG}$ • MEE: $\Delta E_t = \Delta EW_t^{MEE}$

7. Rozliczanie niewykonania albo nienależytego wykonania poleceń redysponowania

1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania wydanego przez OSP, w tym za pośrednictwem OSDp, z zastrzeżeniem pkt 5., właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP, opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.

W przypadku gdy niewykonanie albo nienależyte wykonanie polecenia redysponowania było następstwem okoliczności, za które właściciel redysponowanego zasobu nie ponosi odpowiedzialności, właściciel redysponowanego zasobu może złożyć reklamację zgodnie z pkt 11., zawierającą wyjaśnienia, na podstawie których właściwy operator systemu podejmuje decyzję o odstąpieniu od naliczenia opłaty albo o naliczeniu opłaty na zasadach określonych w pkt 2. - 10., w zakresie uwzględniającym rozstrzygnięcie reklamacji.

2. Opłatę, o której mowa w pkt 1., oblicza właściwy operator systemu według następujących zasad:
 - (1) jeżeli polecenie redysponowania miało na celu równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, opłatę odpowiadającą kosztom wyznaczonym dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania (ORN), których dotyczyło polecenie redysponowania wydane przez OSP, ustala się jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia redysponowania oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania;
 - (2) jeżeli polecenie redysponowania miało na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, opłatę odpowiadającą kosztom wyznaczonym dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie redysponowania wydane przez OSP, ustala się jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia redysponowania oraz dodatniej wartości ceny wyznaczonej jako różnica:
 - (a) wartości najwyższej ceny, według której jest rozliczana energia bilansująca planowana dostarczona na rynek bilansujący w danym ORN,
 - (b) wartości najniższej ceny, według której jest rozliczona energia bilansująca planowana odebrana z rynku bilansującego w danym ORN,w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.
3. OSP publikuje na swojej stronie internetowej wartości cen, o których mowa w pkt 2., dla każdego ORN, dla którego wydał polecenie redysponowania.
4. Opłatę, o której mowa w pkt 1., oblicza się dla każdego ORN, którego dotyczyło polecenie redysponowania.
5. W przypadku wydania polecenia redysponowania z poziomem generacji większym niż 0 MW opłatę, o której mowa w pkt 1., dla danego ORN nalicza się, jeżeli wartość niewykonania polecenia redysponowania była większa niż mniejsza z następujących wartości:
 - (1) 5% mocy zainstalowanej redysponowanego zasobu;
 - (2) 1 MW.W przypadku wydania polecenia redysponowania z poziomem generacji 0 MW, opłatę, o której mowa w pkt 1., dla danego ORN nalicza się w każdym przypadku niewykonanego polecenia redysponowania.
6. Ilość energii elektrycznej odpowiadająca niewykonaniu polecenia redysponowania wyznacza się jako dodatnią różnicę pomiędzy wolumenem energii wynikającym z zadanego przez OSP lub za pośrednictwem OSDp maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w danym ORN w miejscu przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci i wolumenem energii wyprodukowanej w danym ORN.
7. Właściwy operator systemu, w terminie do 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym wydano polecenie redysponowania, opracowuje raport z odchyłeń w wykonaniu poleceń redysponowania (dalej „raport z odchyłeń”). Raport z odchyłeń zawiera pozycje, w których zidentyfikowano odchylenie w wykonaniu poleceń redysponowania i obejmuje w szczególności:
 - (1) oznaczenie właściciela redysponowanego zasobu i jego dane rejestrowe;

- (2) wskazanie operatora systemu, do którego przyłączony jest redysponowany zasób;
 - (3) nazwę redysponowanego zasobu;
 - (4) kod PPE i kod MWE/MEE redysponowanego zasobu, nadawane przez operatora systemu;
 - (5) datę i okresy redysponowania nierynkowego poleconego przez OSP;
 - (6) datę i okresy niewykonania polecenia redysponowania;
 - (7) zadany poleceniem redysponowania, maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji OZE, wyrażony w kW z dokładnością do 1 kW;
 - (8) wolumen energii podlegający opłacie, tj. będący niewykonaniem polecenia redysponowania;
 - (9) kwotę opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania wyliczoną na podstawie zasad, o których mowa w pkt 2.
8. Raport z odchyień stanowi podstawę do wystawienia właścicielowi redysponowanego zasobu noty obciążeniowej.
 9. Właściwy operator systemu wystawia i przekazuje notę obciążeniową do właściciela redysponowanego zasobu, poprzez portal WOZE, w terminie do 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym opracowano raport z odchyień, łącznie dla wszystkich redysponowanych zasobów tego właściciela. Do noty dołączona jest kalkulacja opłaty.
 10. Terminem płatności należności, o której mowa w pkt 7. (9), jest 21. dzień od daty dostarczenia właścicielowi redysponowanego zasobu noty obciążeniowej.
 11. Właściciel redysponowanego zasobu może zgłosić reklamację w terminie 21 dni od dnia otrzymania od właściwego operatora systemu noty obciążeniowej.
 12. Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 60 dni od dnia jej otrzymania, a w uzasadnionych przypadkach termin rozpatrzenia reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem terminu rozpatrzenia reklamacji, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu.
 13. OSDp, w przypadku poleceń redysponowania wydanych przez OSP za pośrednictwem OSDp, raz na kwartał, w terminie 30 dni po zakończeniu kwartału, przekazuje OSP raport z opłat, zawierający zbiorcze informacje, o których mowa w pkt 7., dla wszystkich redysponowanych zasobów i okresów redysponowania nierynkowego, dla których OSDp naliczył opłatę, o której mowa w pkt 1., co do których właściciele redysponowanych zasobów nie zgłosili reklamacji lub reklamacja została złożona po terminie, o którym mowa w pkt 11., wraz z notą uznaniową na łączną kwotę wynikającą z tego raportu (dalej „raport z opłat”).
 14. Opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania, dla których została zakończona procedura reklamacyjna, określona w pkt 11. i 12., są uwzględniane w raporcie z opłat za okres, w którym procedura reklamacyjna została zakończona.
 15. OSDp przekazuje OSP wartość opłat za niewykonanie polecenia redysponowania, na rachunek OSP wskazany w umowie przesyłania, do 7. dnia po dacie przekazania noty uznaniowej.
 16. OSP publikuje wzór raportu z opłat na stronie internetowej OSP. Raport z opłat zawiera w szczególności dane, o których mowa w pkt 7.