

**Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.**

**z siedzibą w Mielcu**

**KARTA AKTUALIZACJI nr 3/2023  
INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI  
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

*PROJEKT*

**1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji:** data zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 3/2023 IRiESD przez Zarząd Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.

## 2. Przedmiot i przyczyna aktualizacji IRiESD

Zmiany zawarte w Karcie Aktualizacji nr 3/2023 IRiESD obejmują:

- 1) Dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) wprowadzone Kartą Aktualizacji nr CK/18/2022 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzoną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 30 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2022.AOr.JPa2,
- 2) Dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) wprowadzone Kartą Aktualizacji nr CK/19/2022 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzoną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 29 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.2.2023.LK,
- 3) Konieczności doprecyzowania postanowień IRiESD odnoszących się do aktualizacji trybu i sposobu procedowania zmian IRiESD.

## 3. Zakres zmian IRiESD

Lp.	Punkt IRiESD	Zestawienie zmian
1	I.1.13.	Usunięto punkt
2	I.1.17.	Zmieniono treść punktu
3	I.1.18.	Zmieniono treść punktu
4	I.1.20.	Zmieniono treść punktu
5.	III.2.5.	Dodano nowy punkt
6.	IV.3.4.	Zmieniono treść punktu
7.	IV.3.5.	Zmieniono treść punktu
8.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt 2. Pojęcia i definicje	Zmieniono definicje: „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO)”  Dodano definicje: „Przełącznik SCO”, „Układ SCO”

## 4. Nowe brzmienie zapisów IRiESD:

1) Usunięto punkt I.1.13.

2) Zmieniono treść punktu I.1.17. i nadano mu nowe, następujące brzmienie:

I.1.17. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD.

Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

3) Zmieniono treść punktu I.1.18. i nadano mu nowe, następujące brzmienie:

I.1.18. OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo OSD publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

4) Zmieniono treść punktu I.1.20. i nadano mu nowe, następujące brzmienie

I.1.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, OSD:

- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,
- b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,
- c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty OSD, zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji,
- d) zatwierdza wewnętrznie ustaloną nową IRiESD lub Kartę aktualizacji.

5) Dodano nowy punkt III.2.5. o następującej treści:

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu odbudowy systemu lub planu odbudowy

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu odbudowy systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
  - a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;
  - b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
- 2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i OSDp i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).

TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP, OSDp oraz OSD (o ile posiada). System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z OSDp, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co

najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt. III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt. III.2.5.5 i III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV OSD (o ile występują w systemie) uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

- 1) bezpośrednio – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
- 2) przez OSDp – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci OSDp;
- 3) przez OSDn za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami pkt. V.3. w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią OSDp.

OSP uwzględni rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt. III.2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSDp. W przypadku, o którym mowa w pkt. 3) OSDp informuje OSD, a OSD informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP i OSD, poddana ocenie OSDp, pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyżej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględni w wykazie o którym mowa w pkt. III.2.5.4. i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio OSD albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu wyłącznikami w:
  - a) rozdzielni 110 kV;
  - b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów;w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz – załącz”;
- 2) wykonywania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP, OSDp i OSD (o ile posiada);
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP, OSDp i OSD (o ile posiada).

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa pkt. III.2.5.4., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

6) Zmieniono treść punktu IV.3.4. i nadano mu nowe, następujące brzmienie:

#### **IV.3.4. Tryb awaryjny**

##### **IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy**

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
- 2) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
- 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE,
- 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 2) – 4) może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP za pośrednictwem OSDp. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM za pośrednictwem OSDp.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 – A5. Stopnie A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 – 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSD,
- 3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,
- 4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

- 1) 15 minut – w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
- 2) 15 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
- 3) 30 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
- 4) 45 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
- 5) 60 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;

Od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:

- 1) OSP, dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),

- 2) OSDp – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSDp i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,
- 3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w pkt 1) – 3) opracowane na rok 2023 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2023.

IV.3.4.1.8. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określonych w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp,
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłączenie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, OSDp, OSD, OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

#### **IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy**

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1- B15.

Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

- IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru moc czynnej w poszczególnych stopniach B.
- IV.3.4.2.5. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:
- 1) OSP – dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
  - 2) OSDp – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSDp i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,
  - 3) Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.
- Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 – B3, B4 – B6, ..., B13 – B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2023.
- IV.3.4.2.6. OSP wydaje OSDp oraz OSD za pośrednictwem OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt. III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.
- IV.3.4.2.7. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując danych stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- IV.3.4.2.8. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.
- IV.3.4.2.9. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w takim sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IV.3.4.2.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt. IV.3.4.2.7.

7) Zmieniono treść punktu IV.3.5. i nadano mu nowe, następujące brzmienie:

#### **IV.3.5. Tryb automatyczny**

- IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.
- IV.3.5.2. Układ SCO instaluje OSD oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.



- IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez OSD, do którego sieci jest przyłączony.
- IV.3.5.4. OSD połączony z siecią SN i nN OSDp może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez OSDp, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSD oraz OSDp. Postanowienia te stosuje się odpowiednio do OSDn przyłączonego do sieci OSD.
- IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci OSD lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu OSC powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:
- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
  - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
  - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
  - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
  - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
  - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
  - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- IV.3.5.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt. IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- IV.3.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- a) Odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
  - b) OSDp;
  - c) OSD za pośrednictwem OSDp.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczone zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP ( w tym generację mocy czynnej

autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo – pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.9. OSD, na podstawie danych przekazanych przez OSP na pośrednictwem OSDp, o których mowa w pkt. IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- a) odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.2. przyłączonych do sieci OSD;
- b) OSDn przyłączonych do sieci OSD.

IV.3.5.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., przekazuje OSD, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.5.11. OSD powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3., przyłączonych do sieci OSD, 45% zapotrzebowania netto OSD, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej jego sieci.

Pojęcie zapotrzebowania netto zostało zdefiniowane w IRiESD OSDp i stosuje się odpowiednio.

IV.3.5.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.5.13. Postanowień pkt IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt. IV.3.5.4. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSD, zobowiązany jest uzgodnić z OSDp indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSDp wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSD, zobowiązany jest do przedłożenia OSDp opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.5.14. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 10 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informują OSD, o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

OSDp do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.5.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt. IV.3.5.14., OSD w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

OSD przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci OSD, ujętych w tym planie.

- IV.3.5.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- IV.3.5.17. Załączenie odbiorcy wyłączzonego wskutek działania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.18. OSD w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

8) W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w „POJĘCIACH I DEFINICJACH”:

- a) zmieniono definicję „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO” i nadano jej następujące brzmienie:

**Samoczynne  
częstotliwościowe  
odciążanie - SCO**

Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

- b)  dodaje się następujące definicje:

**Przełącznik SCO**

Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.

**Układ SCO**

Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przełącznika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.