

Warszawa, 18 lipca 2023 r.



**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
*dr inż. Rafał Gawin*

DRR.WRE.4321.7.2023.ŁW

**DECYZJA**

Na podstawie na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 8 w zw. z art. 9g ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm., dalej jako: „PE”) oraz na podstawie art. 155 w zw. z art. 104 § 1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2023 r. poz. 775 ze zm., dalej jako: „KPA”) w zw. z art. 30 ust. 1 PE,

po rozpatrzeniu wniosku  
**ENEA Operator Sp. z o.o.**  
z siedzibą w Poznaniu, ul Strzeszyńska 58,

z dnia 18 maja 2023 r., znak: WEO23E093136, o zatwierdzenie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 26/2023 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, uzupełnionego pismem z dnia 6 lipca 2023 r., znak WEO23E128109,

**postanawiam**

- zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-60(5)/2013/KSm, zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, zmienioną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 18 grudnia 2014 r., znak: DRR-4321- 9(2)/2014/MKo4, decyzją z dnia 26 czerwca 2015 r., znak: DRR-4321-4(4)/2015/HJ, decyzją z dnia 27 listopada 2015 r. znak: DRR-4321-13(2)/2015/HJ, decyzją z dnia 13 stycznia 2016 r., znak: DRR-4321-9(9)/2015/2016/HJ, decyzją z dnia 22 grudnia 2016 r., znak: DRR.WRE.4321.1.2016.MH, decyzją z dnia 28 kwietnia 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.4.2017.ŁW, decyzją z dnia 21 grudnia 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.13.2017.ŁW, decyzją z dnia 13 marca 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.6.2018.ŁW, decyzją z dnia 3 grudnia 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.18.2018.ŁW oraz decyzją z dnia 3 stycznia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.24.2018.ŁW, decyzją z dnia 18 kwietnia 2019 r., znak:

- DRR.WRE.4321.30.2018.ŁW, decyzją z dnia 23 kwietnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.1.2019.ŁW, decyzją z dnia 23 sierpnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.14.2018.ŁW, decyzją z dnia 16 grudnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.9.2019.ŁW, decyzją z dnia 3 listopada 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.8.2020.MZS, decyzją z dnia 27 listopada 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.16.2020.MZS, decyzją z dnia 10 grudnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.19.2020.MZS, decyzją z dnia 22 kwietnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2021.AOr.JPa2, decyzją z dnia 3 grudnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.11.2021.ŁW, decyzją z dnia 3 lutego 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2021.AOr, decyzją z dnia 25 listopada 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2022.LK, decyzją z dnia 3 lutego 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2022.ŁW, decyzją z dnia 16 maja 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2023.AOr.JPa2 oraz decyzją z dnia 12 czerwca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2022.ŁW poprzez zatwierdzenie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 26/2023 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszej decyzji,
2. ustalić termin wejścia w życie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 26/2023 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej na 14 (czternasty) dzień od opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

## UZASADNIENIE

Pismem z dnia 18 maja 2022 r., znak: WEO23E093136, uzupełnionym pismem z dnia 6 lipca 2023 r., znak WEO23E128109, ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (dalej jako: „ENEA Operator” lub „OSD”), będąca operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedłożyła Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „Prezes URE”) do zatwierdzenia projekt zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej jako: „IRiESD”) w formie Karty aktualizacji nr 26/2023 IRiESD (dalej jako: „Karta aktualizacji IRiESD”).

Do wniosku został także załączony raport z konsultacji przeprowadzonych z użytkownikami systemu dotyczących projektu zmian w IRiESD określonych w projekcie Karty aktualizacji IRiESD.

Karta aktualizacji IRiESD obejmuje zmiany wynikające głównie z dostosowania IRiESD do obowiązującej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej jako: „IRiESP”).

Prezes URE pismem z dnia 4 lipca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2023.ŁW, wezwał stronę do dokonania zmian w przedłożonej Karcie aktualizacji IRiESD.

Pismem z pismem z dnia 6 lipca 2023 r., znak WEO23E128109, strona wykonała wyżej wskazane wezwanie.

**W toku niniejszego postępowania Prezes URE ustalił i zważył, co następuje:**

Zgodnie z art. 9 g ust. 1 PE operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian, który to obowiązek został nałożony na operatorów systemów dystrybucyjnych w art. 9g ust. 2 PE. Z kolei art. 9g ust. 8 PE, stanowi, że operator systemu dystrybucyjnego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „Prezes URE”) w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

Zgodnie z art. 9g ust. 8 PE OSD w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej jest zobowiązany do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia zmian IRiESD wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

ENEA Operator przeprowadziła proces konsultacji Karty aktualizacji IRiESD za pośrednictwem swojej strony internetowej w dniach od 12 kwietnia do 12 maja 2023 roku, a więc w okresie obejmującym jeden miesiąc. Komunikatem zamieszczonym na stronie internetowej ENEA Operator użytkownicy systemu zostali poinformowani o opublikowaniu projektu Karty aktualizacji IRiESD, o możliwości zapoznania się z tym projektem oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag drogą elektroniczną we wskazanym wyżej terminie (sposób zgłaszania uwag został dokładnie opisany). Komunikacja z użytkownikami systemu poprzez ogłoszenia umieszczane na stronie internetowej jest powszechnie stosowaną przez OSD formą komunikacji, czyli znaną użytkownikom systemu. OSD wypełnił zatem obowiązek określony w art. 9g ust. 2 PE.

W procesie konsultacji żaden podmiot nie zgłosił uwag.

Karta aktualizacji IRiESD zawiera zmiany wynikające z obowiązku dostosowania IRiESD do zmian IRiESP wprowadzonych Kartami aktualizacji: nr CK/18/2022 IRiESP<sup>1</sup> – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

<sup>1</sup> <https://bip.ure.gov.pl/download/3/16794/IRESPPE.pdf>

zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 30 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2022.AOr.JPa2 oraz nr CK/19/2022 IRiESP<sup>2</sup> – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 29 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2023.LK.

Karta aktualizacji IRiESD w kształcie przedstawionym do zatwierdzenia Prezesowi URE nie budziła większych wątpliwości z wyjątkiem konieczności dostosowania jej treści do odpowiednich postanowień obowiązującej IRiESD dotyczących trybu dokonywania zmian IRiESD. W związku z powyższym Prezes URE pismem z dnia 4 lipca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2023.ŁW wezwał stronę do dokonania zmian z krótkim terminem ich wykonania.

Pismem z dnia 6 lipca 2023 r., znak WEO23E128109 ENEA Operator przekazała poprawioną Kartę aktualizacji IRiESD.

Prezes URE po ponownej analizie zmienionej Karty aktualizacji IRiESD uznał, iż w przedłożonym kształcie spełnia ona przesłanki do zatwierdzenia.

Zgodnie z art. 155 KPA decyzja ostateczna, na mocy której strona nabyła prawo, może być w każdym czasie za zgodą strony uchylona lub zmieniona przez organ administracji publicznej, który ją wydał, jeżeli przepisy szczególne nie sprzeciwiają się uchyleniu lub zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony.

Wobec okoliczności ustalonych przez Prezesa URE w przedmiotowej sprawie, mając na względzie, że za zmianą decyzji przemawia interes społeczny jak i słuszny interes strony, oraz że brak jest przepisów szczególnych sprzeciwiających się zmianie decyzji, należy uznać, że zachodzi podstawa do przychylenia się do wniosku Enea Operator, to jest do zmiany decyzji Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-60(5)/2013/KSm, z późniejszymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji IRiESD. Wobec tego postanowiono jak w sentencji.

Jednocześnie uwzględniając wniosek ENEA Operator określono datę wejścia w życie postanowień określonych w Karcie aktualizacji IRiESD w zakresie wskazanym w pkt 1 rozstrzygnięcia niniejszej decyzji na 14 (czternasty) dzień od opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

---

<sup>2</sup> <https://bip.ure.gov.pl/download/3/16784/PSEIRIESDZMIANA.pdf>

**POUCZENIE**

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem tutejszego organu, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 PE oraz art. 479<sup>46</sup> pkt 1 i art. 479<sup>47</sup> § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego, Dz.U. z 2021 r. poz. 1805 ze zm., dalej jako: „KPC”).
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisany dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479<sup>49</sup> KPC).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych – Dz. U. z 2023 r. poz. 1144). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i nast. ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i następnich ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do art. 117 KPC.
5. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 KPA). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 KPA).
6. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 KPA).

Załącznik nr 1:

Karta aktualizacji nr 26/2023 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Rafał Gawin

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Na podstawie art. 4 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz.U. z 2022 r. poz. 2142 ze zm.) w zw. z cz. I pkt 53 ppkt 1 załącznika do tej ustawy niniejsza decyzja jest zwolniona z opłaty skarbowej.

Otrzymują:

1. ENEA Operator Sp. z o.o.  
ul. Strzeszyńska 58  
60-479 Poznań
2. *ad acta*

**ENEA Operator sp. z o.o.**  
**ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań**



**KARTA AKTUALIZACJI NR 26/2023**  
**Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci**  
**Dystrybucyjnej**

Data wejścia w życie: .....

*Niniejsza Karta aktualizacji nr 26/2023 zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – wersja 2.3. („IRiESD”), która została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 16 grudnia 2013 r. wraz z późn. zm.*

**WERSJA 1.1.**

## Karta aktualizacji nr 26/2023

### Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

#### 1. Zakres zmian IRiESD

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
1.	Rozdział III IRiESD „Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci”	Dodaje się pkt III.2.5.
2.	Rozdział IV IRiESD „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”	Zmienia się pkt IV.3.4. i pkt IV.3.5.
3.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Zmienia się definicję: „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO”
4.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Dodaje się definicje: „Przełącznik SCO”, „Układ SCO”

#### 2. Nowe brzmienie zapisów IRiESD

##### 1) Dodaje się pkt III.2.5. o następującym brzmieniu:

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

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu obrony 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 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 i Enea Operator. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z Enea Operator, 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 pkt. 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 Enea Operator 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 Enea Operator – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci Enea Operator;
  - 3) przez OSDn za pośrednictwem Enea Operator, zgodnie z postanowieniami pkt. V.3. – w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią Enea Operator.
- OSP uwzględnia 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 Enea Operator o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w ppkt. 3), Enea Operator informuje właściwego OSDn, a operator ten 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, poddana ocenie Enea Operator 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 wyższej 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 uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt. III.2.5.4., i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.
- Odpowiednio Enea Operator 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 planu 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) wykonania 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 i ENEA Operator;
  - 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSP i ENEA Operator.
- III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w 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.

2) Zmienia się pkt IV.3.4., który przyjmuje 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 ppkt. 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. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, ENEA Operator może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania

polecenia przez OSP. W takim przypadku ENEA Operator jest zobowiązana niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP-ODM.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 – A5. Stopnie od 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 ENEA Operator;
- 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 ENEA Operator 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 ppkt. 2) i 3);
- 2) ENEA Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada ENEA Operator;
- 3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w ppkt. 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 określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez Enea Operator;
- 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 wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, Enea Operator, 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 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 uniemożliwiający 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 Enea Operator 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 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 ppkt. 2) i 3);
- 2) Enea Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci Enea Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada Enea Operator;
- 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 Enea Operator 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 dany 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 taki 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.

3) Zmienia się pkt IV.3.5., który przyjmuje 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 Enea Operator 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 Enea Operator, do którego sieci jest przyłączony.

IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN i nN Enea Operator może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez Enea Operator, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy Enea Operator oraz OSDn.

- 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 Enea Operator lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO 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 Hz do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
  - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 s 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 5 lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt. IV.3.5.5. i pkt. 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:
- 1) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
  - 2) Enea Operator.
- 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. Enea Operator na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt. IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- 1) odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.2., przyłączonych do sieci Enea Operator;
  - 2) OSDn przyłączonych do sieci Enea Operator.
- IV.3.5.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., przekazuje Enea Operator, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.
- IV.3.5.11. Enea Operator powinna zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.3., przyłączonych do sieci Enea Operator, 45 % zapotrzebowania netto Enea Operator w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.
- Przez zapotrzebowanie netto Enea Operator rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania Enea Operator (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość 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.3.5.12. 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.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo Enea Operator, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo Enea Operator, zobowiązany jest do przedłożenia OSP 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 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13., oraz informują Enea Operator o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- Enea Operator 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., Enea Operator w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.
- Enea Operator przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci Enea Operator, 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 zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.18. Enea Operator 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.
- 4) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” zmienia się definicję „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO”.

**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.

- 5) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” dodaje się definicje „Przełącznik SCO”, oraz „Układ SCO”.

**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.