



Warszawa, 30 marca 2023 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr inż. Rafał Gawin

DRR.WRE.4320.8.2022.AOr.JPa2

DECYZJA

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 8 w zw. z art. 9g ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm., dalej jako: „PE”) oraz art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2000 ze zm., dalej jako: „KPA”) w zw. z art. 30 ust. 1 PE,

po rozpatrzeniu wniosku

Polskich Sieci Elektroenergetycznych Spółki Akcyjnej
z siedzibą Konstancinie-Jeziornie,
ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna

sformułowanego w piśmie z dnia 30 listopada 2022 r., znak: 2022-73810 Z/360/DP-PR-WP.7000.5.2022.2, uzupełnionego pismem z dnia 10 lutego 2023 r., znak: 2023-02387 Z/64/DP-PR-WP.7000.5.2022.5 oraz pismem z dnia 2 marca 2023 r., znak: 2023-14205 Z/89/DP-PR-WP.7000.5.2022.8, w sprawie zmiany decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 15 grudnia 2011 r., znak: DPK-4320-1(4)/2011/LK, zatwierdzającej Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz uchylającej decyzję z dnia 30 grudnia 2010 r., znak: DPK-4320-19(16)/2010/LK, zmienionej decyzjami: z dnia 29 stycznia 2013 r., znak: DPK-4320-2(16)/2010/2013/LK, z dnia 26 maja 2014 r., znak: DRR-4320-2(38)/2010/2014/LK, z dnia 31 lipca 2014 r., znak: DRR-4320-2(40)/2010/2014/LK, z dnia 29 kwietnia 2016 r., znak: DRR-4320-2(72)/2010/2015/MH, z dnia 27 stycznia 2017 r., znak: DRR.WIR.4320.1.2016.LK sprostowaną postanowieniem z dnia 30 stycznia 2017 r., znak: DRR.WIR.4320.1.2016.LK i z dnia 28 listopada 2017 r., znak: DRR.WRE.4320.3.2017.LK, z dnia 18 lutego 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2019.PSt, z dnia 30 marca 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.2.2020.PSt, z dnia 3 kwietnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.3.2020.PSt z dnia 24 lipca 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.4.2020.ŁW, decyzją z dnia 7 sierpnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.5.2020.ŁW, decyzją z dnia 23 grudnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.7.2020.ŁW, decyzją z dnia 9 września 2021 r., znak: DRR.WRE.4320.2.2021.ŁW, decyzją z dnia 12 listopada 2021 r., znak:

DRR.WRE.4320.3.2021.ŁW, decyzją z dnia 29 kwietnia 2022 r., znak: DRR.WRE.4320.4.2022.ŁW, decyzją z dnia 2 listopada 2022 r., znak: DRR.WRE.4320.6.2022.AOr oraz decyzją z dnia 29 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.2.2023.LK poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci;

postanawiam

1. zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 15 grudnia 2011 r., znak: DPK-4320-1(4)/2011/LK, z wyżej wymienionymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszej decyzji;
2. ustalić termin wejścia w życie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci na 14 (czternasty) dzień po opublikowaniu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki niniejszej decyzji.

UZASADNIENIE

Pismem z dnia 30 listopada 2022 r., znak: 2022-73810 Z/360/DP-PR-WP.7000.5.2022.2, strona niniejszego postępowania administracyjnego – operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej także jako: „OSP”) Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą Konstancinie-Jeziornie (dalej jako: „PSE S.A.” lub „strona”) złożyła do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „URE”) wniosek o zmianę decyzji Prezesa URE z dnia 15 grudnia 2011 r., znak: DPK-4320-1(4)/2011/LK, z wyżej wymienionymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej jako: „IRiESP”) – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (dalej jako: „Karta aktualizacji nr CK/18/2022”), stanowiącej załącznik nr 1 do wniosku strony.

Do wniosku został załączony także raport z procesu konsultacji Karty aktualizacji nr CK/18/2022.

Pismami z dnia 9 stycznia 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2022.AOr oraz z dnia 27 lutego 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2022.AOr, Prezes URE wezwał stronę do udzielenia wyjaśnień oraz do dokonania zmian w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022.

Pismami odpowiednio z dnia 10 lutego 2023 r., znak: 2023-02387 Z/64/DP-PR-WP.7000.5.2022.5 oraz z dnia 2 marca 2023 r., znak: 2023-14205 Z/89/DP-PR-WP.7000.5.2022.8., strona wykonała wezwania poprzez udzielenie odpowiednich wyjaśnień oraz dostosowanie Karty aktualizacji nr CK/18/2022 do zmian określonych w wezwaniach.

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

Zgodnie z art. 9g ust. 1 PE OSP jest obowiązany do opracowania IRiESP.

Zgodnie z art. 9g ust. 2 PE OSP informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez OSP, o publicznym dostępie do projektu IRiESP lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu IRiESP lub jej zmian.

Art. 9g ust. 7 PE, stanowi, że OSP przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, IRiESP wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. OSP zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

PSE S.A. przeprowadziły konsultacje projektu Karty aktualizacji nr CK/18/2022 za pośrednictwem swojej strony internetowej w dniach od 19 października do 19 listopada 2022 r., a więc w okresie miesięcznym. Komunikatem zamieszczonym na stronie internetowej PSE S.A. użytkownicy systemu zostali poinformowani o udostępnieniu projektu Karty aktualizacji nr CK/18/2022 oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag we wskazanym wyżej terminie – sposób zgłaszania uwag został dokładnie opisany. Komunikacja z użytkownikami systemu poprzez ogłoszenia umieszczane na stronie internetowej jest powszechnie stosowaną przez stronę formą komunikacji, czyli znaną użytkownikom systemu. PSE S.A. wypełniły zatem obowiązek określony w art. 9g ust. 2 PE.

Po zakończeniu konsultacji OSP zamieścił na swojej stronie komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE do zatwierdzenia Kart aktualizacji nr CK/18/2022 wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, tj. wypełnił również obowiązek wynikający z art. 9g ust. 7 PE.

We wniosku strona wskazała, że zmiany IRiESP określone w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 wynikają z procesu wdrażania kodeksów sieci, tj. rozporządzeń wydanych na podstawie art. 59 lub 61 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54). Dotyczą one dostosowania postanowień IRiESP do postanowień planu obrony systemu, opracowanego przez OSP na podstawie art. 11 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54; dalej odpowiednio jako: „NC ER” i „plan obrony systemu”) oraz planu odbudowy, opracowanego przez OSP na podstawie art. 23 rozporządzenia NC ER (dalej jako: „plan odbudowy”), a także wykazu SGU (znaczących użytkowników sieci) określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) NC ER, zatwierdzonego decyzją Prezesa URE z dnia 7 czerwca 2019 r., znak: DRE.WKP.744.3.4.2018.2019.ZJ, ze zmianami. Jak wyjaśnia strona, zmiany te są niezbędne do zapewnienia możliwości przeprowadzenia procesu obrony systemu i procesu odbudowy, których realizacja zależy od przygotowania określonych użytkowników systemu i wdrożenia przez nich wymagań określonych w ww.

planach i wykazie SGU. Z uwagi na to, że szczegółowe informacje zawarte w tych dokumentach, dotyczące m.in. wymagań technicznych stawianych konkretnym, indywidualnym SGU nie są publikowane, strona identyfikuje konieczność wprowadzenia do IRiESP postanowień dotyczących sposobu uzgadniania i udostępniania wymagań zawartych w tych dokumentach, których zakres wynika z NC ER.

Karta aktualizacji nr CK/18/2022 określa także zmiany dotyczące trybu automatycznego wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, które, jak wyjaśnia strona, mają na celu dostosowanie postanowień IRiESP do wymagań określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10), NC ER, planie obrony systemu oraz planie testów opracowanym na podstawie art. 43 ust. 2 NC ER i zatwierdzonym decyzją Prezesa URE z dnia 11 sierpnia 2020 r., znak DRE.WKP.744.9.13.2019.MKo4. Zmiany zapewniają aktualizację zasad opracowywania przez OSP planu wyłączeń przez układy SCO (układy samoczynnego częstotliwościowego odciążania, tj. automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) i zasad współpracy pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w tym procesie, tj. OSP, operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (dalej jako: „OSD”), których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP (OSDp), OSD, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn) i odbiorcami zobowiązanymi do instalacji układu SCO przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U z 2007 r. nr 93 poz. 623, ze zm.).

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 iż brak jest przepisów szczególnych sprzeciwiających się zmianie decyzji, należy uznać, że zachodzi podstawa do przychylenia się do wniosku PSE S.A. i zatwierdzenia zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022.

Jednocześnie aby użytkownicy systemu mogli przygotować się do zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 Prezes URE postanowił ustalić termin wejścia w życie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr CK/18/2022 na 14 (czternasty) dzień po opublikowaniu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki niniejszej decyzji.

Mając powyższe na względzie orzeczono jak w sentencji.

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. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 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 wymaganiam 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. 479⁴⁹ KPC).
3. Odwołanie od decyzji 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 2022 r. poz. 1125, ze zm., dalej jako: „ustawa o kosztach sądowych w sprawach cywilnych”). Opłatę należy uiścić na rachunek bankowy Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
4. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i następnych 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 CK/18/2022 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”

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. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna
2. *ad acta*

KARTA AKTUALIZACJI nr CK/18/2022

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

**Specyfikacja zmian
wprowadzanych Kartą aktualizacji nr CK/18/2022
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej -
Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci**

Zmianie ulegają następujące punkty Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci:

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

1.3. Wykaz TCM powołanych w niniejszym dokumencie

W pkt 1.3. wprowadza się następujący TCM:

TCM opracowany na podstawie art. 43 ust. 2 NC ER	– Plan testów, opracowany na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia 2017/2196, zatwierdzony decyzją Prezesa URE nr DRE.WKP.744.9.13.2019.MKo4 z dnia 11 sierpnia 2020 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.
--	--

1.4. Definicje pojęć stosowane celem wykładni niniejszej części IRiESP

W pkt 1.4. wprowadza 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.

W pkt 1.4. zmianie ulega następująca definicja:

Samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO)	Samoczynne wyłączenie 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.
--	--

2. PRZYŁĄCZANIE I KORZYSTANIE Z SIECI

2.2.3.7 Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

Skreśla się pkt 2.2.3.7.36.

4. ROZBUDOWA, EKSPLOATACJA I PROWADZENIE RUCHU SIECIOWEGO

4.2. Eksploatacja sieci przesyłowej

Wprowadza się pkt 4.2.13. w brzmieniu:

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

4.2.13.1. Wymagania techniczne dla:

(1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:

(1.1) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;

(1.2) 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 art. 11 ust. 4 lit. c) oraz art. 23 ust. 4 lit c) NC ER).

TCM opracowany na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c) oraz art. 23 ust. 4 lit c) NC ER podlega udostępnieniu znaczącym użytkownikom sieci (SGU) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

4.2.13.2. 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 właściwego operatora systemu. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP 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.

4.2.13.3. 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 4.2.13.2 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.

4.2.13.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt 4.2.13.5 i 4.2.13.6, zawiera wykaz opracowany przez OSP zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. e NC ER i stanowiący element planu odbudowy, podlegający zgłoszeniu do Prezesa URE, zgodnie z art. 4 ust. 5 NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z art. 51 NC ER.

4.2.13.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 400, 220 i 110 kV 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 tego OSDp;
- (3) przez OSDn za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami pkt 2.2.1.4.12 (2) i (3) - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią OSDp.

OSP uwzględni rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt 4.2.13.4. Po dokonaniu zgłoszenia do Prezesa URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSDp o aktualizacji tego wykazu, a w przypadku rozdzielni przyłączonych do sieci przesyłowej informuje właściciela tej rozdzielni. OSDp informuje właściciela, ze względu na miejsce przyłączenia tej rozdzielni, operatora systemu, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

4.2.13.6. 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 OSDp, na którego obszarze działania znajduje się ta rozdzielnia, 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 4.2.13.5.

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 4.2.13.5.

OSP uwzględni powyższe rozdzielnie w wykazie, o którym mowa w pkt 4.2.13.4 i zgłasza do Prezesa URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Właściwy operator systemu 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 do Prezesa URE.

4.2.13.7. 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.

- 4.2.13.8. 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:
 - (1.1) rozdzielni 400, 220 i 110 kV;
 - (1.2) 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 właściwego operatora systemu;
 - (5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim właściwego operatora systemu.
- 4.2.13.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt 4.2.13.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

4.3. Prowadzenie ruchu sieciowego

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

Pkt 4.3.10.5. otrzymuje brzmienie:

4.3.10.5. Tryb automatyczny

- 4.3.10.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.
- 4.3.10.5.2. Układ SCO instaluje OSD oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne.
- 4.3.10.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO tego OSD, do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a OSD.

- 4.3.10.5.4. OSD połączony z siecią SN i nN innego OSD może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez tego OSD, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a OSD.
- 4.3.10.5.5. 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 stosowania art. 15 ust. 5 - 8 NC ER (tj. datą 18 grudnia 2022 r.), w sieci OSD lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- 4.3.10.5.6. 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 U_n ;
 - (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.
- 4.3.10.5.7. 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 4.3.10.5.5 i 4.3.10.5.6 oraz zgodnie z TCM opracowanym na podstawie art. 43 ust. 2 NC ER.
- 4.3.10.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- (1) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
 - (2) OSDp, w podziale dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w pkt 2.1.2.2.7.

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.

4.3.10.5.9. OSDp, na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt 4.3.10.5.8, wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

(1) odbiorców, o których mowa w pkt 4.3.10.5.2 przyłączonych do sieci tego OSDp;

(2) OSDn przyłączonych do sieci tego OSDp.

4.3.10.5.10. OSD i odbiorca, o którym mowa w pkt 4.3.10.5.2, przekazuje do operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

4.3.10.5.11. OSD powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt 4.3.10.5.3, przyłączonych do sieci tego OSD, 45% zapotrzebowania netto OSD, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto OSD rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania tego OSD (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSD 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.

4.3.10.5.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt 4.3.10.5.2 powinien zapewnić możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci, w każdej chwili czasu.

4.3.10.5.13. Postanowień pkt 4.3.10.5.12 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 4.3.10.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSDp, do którego sieci przyłączony jest taki odbiorca, 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 OSDp, do którego sieci przyłączony jest taki odbiorca, 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.

- 4.3.10.5.14. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt 4.3.10.5.2, z wyłączeniem odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej, do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt 4.3.10.5.9 - 4.3.10.5.13 oraz informują OSDp o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- OSDp i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej do dnia 30 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt 4.3.10.5.9 - 4.3.10.5.13 oraz informują OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- 4.3.10.5.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt 4.3.10.5.14, OSP w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz OSD w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowują plany wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.
- Operatorzy systemu przekazują zatwierdzone plany wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSD przyłączonym do ich sieci i odbiorcom przyłączonym do ich sieci ujętym w tych planach.
- 4.3.10.5.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w art. 15 ust. 7 lit. b NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- 4.3.10.5.17. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- 4.3.10.5.18. OSP w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz 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.