

KARTA AKTUALIZACJI

nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026

INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

w zakresie części:

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

SPECYFIKACJA ZMIAN

wprowadzanych Kartą aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)

IRiESP - Wprowadzenie**2. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ****2.2. Wykaz aktów prawnych**Aktualizuje się adresy publikacyjne następujących aktów prawnych:

rozporządzenie 2016/1388 (dalej również w skrócie „NC DC”)	– rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10, z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/1447 (dalej również w skrócie „NC HVDC”)	– rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241 z 08.09.2016, str. 1, z późn. zm.)
ustawa Prawo energetyczne	– ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, z późn. zm.)
rozporządzenie systemowe	– rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2025 r. poz. 919, z późn. zm.)
ustawa KDT	– ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311)
ustawa o elektromobilności	– ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1289, z późn. zm.)
ustawa o energetyce jądrowej	– ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2025 r. poz. 1156)
ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa	– ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2026 r. poz. 20, z późn. zm.)
ustawa o MFW	– ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498, z późn. zm.)

ustawa o obszarach morskich RP	–	ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125, z późn. zm.)
ustawa o OZE	–	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68, z późn. zm.)
ustawa o podatku od towarów i usług	–	ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2025 r. poz. 775., z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	–	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 610, z późn. zm.)
ustawa o stanie klęski żywiołowej	–	ustawa z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2025 r. poz. 112)
ustawa o wysokosprawnej kogeneracji	–	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602)
ustawa Prawo budowlane	–	ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2026 r. poz. 524)

2.3. Wykaz TCM

Wprowadza się TCM w brzmieniu:

TCM - wymogi ogólnego stosowania (na podst. NC RfG)	- Wymogi ogólnego stosowania wynikające z rozporządzenia NC RfG, zatwierdzone decyzją Prezesa URE nr DRE.WKP.744.18.15.2024.WŻ.MKo4, z dnia 15 maja 2025 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.
TCM - podejście cNTC CCR Baltic	- Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic, opracowana na podstawie art. 20 ust. 2 CACM GL, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRE.WRE.744.6.2024.ŁW z dnia 21 listopada 2024 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.
TCM - podejście cNTC CCR Hansa	- Wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa [...], opracowana na podstawie art. 20 ust. 2 CACM GL, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WAR.744.13.2024.LK z dnia 26 sierpnia 2025 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.
TCM - podejście BTCC CCR Baltic	- Metoda OSP CCR Baltic dotycząca wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania [...], opracowana na podstawie art. 37 ust. 3 EB GL, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.744.34.2022.ŁW z dnia 29 stycznia 2024 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

- TCM - podejście BTCC CCR Core - Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core [...], opracowana na podstawie art. 37 ust. 3 EB GL, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.744.35.2022.AOr z dnia 4 marca 2024 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.
- TCM - podejście BTCC CCR Hansa - Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa [...], opracowana na podstawie art. 37 ust. 3 EB GL, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.744.31.2022.LK z dnia 20 lutego 2025 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

Zastępuje się wyrażenie TCM - metoda FBA wyrażeniem TCM - podejście FBA CCR Core w brzmieniu:

- TCM - podejście FBA CCR Core - Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core [...], opracowana na podstawie art. 20 i n. CACM GL, zatwierdzona decyzją Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) nr 02/2019 z dnia 21 lutego 2019 r. (ang. decision No 02/2019 of the Agency for the cooperation of energy regulators of 21 February 2019 on the Core CCR TSOs' proposals for the regional design of the day-ahead and intraday common capacity calculation methodologies) z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją ACER lub Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

2.4. Definicje stosowanych pojęć

Wprowadza się definicję pojęcia „umowa dotycząca poboru opłat”, w brzmieniu:

- umowa dotycząca poboru opłat – Umowa dotycząca realizacji obowiązku poboru przez OSP opłat, na podstawie której, OSP pobiera od użytkownika systemu opłatę OZE, opłatę kogeneracyjną i opłatę mocową, przy czym pojęcie to obejmuje także umowy o świadczenie usługi udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego, które zawierane były z użytkownikami systemu do dnia 31 grudnia 2025 r.

Definicja pojęcia „praca wyspowa” otrzymuje brzmienie:

- praca wyspowa – Niezależna praca całej sieci lub części sieci, która jest oddzielona po odłączeniu od systemu wzajemnie połączonego, mająca co najmniej jeden moduł wytwarzania energii, magazyn energii elektrycznej lub system HVDC zasilający taką sieć i regulujące częstotliwość i napięcie.

Skreśla się pojęcie „umowa udostępniania KSE” i jego definicję.

IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci**1. SIEĆ ZAMKNIĘTA****1.2. Połączenia międzysystemowe**Pkt 1. - 3. otrzymują brzmienie:

1. KSE połączony jest z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech, Słowacji, Ukrainy, Litwy i Szwecji. Połączenia międzysystemowe KSE z systemem elektroenergetycznym:
 - (1) Niemiec - stanowią linie napowietrzne o napięciu 400 kV w relacji Krajnik - Vierraden oraz Mikułowa - Hagenwerder;
 - (2) Czech - stanowią linie napowietrzne o napięciu:
 - (a) 400 kV w relacji Wielopole - Nošovice oraz Dobrzeń - Dětmárovice,
 - (b) 220 kV w relacji Bujaków - Lískovec oraz Kopanina - Lískovec;
 - (3) Słowacji - stanowi linia napowietrzna o napięciu 400 kV w relacji Krosno Iskrzynia - Lemešany;
 - (4) Ukrainy - stanowi linia napowietrzna o napięciu 400 kV w relacji Rzeszów - Chmielnicka;
 - (5) Litwy - stanowi linia napowietrzna o napięciu 400 kV w relacji Elk Bis - Alytus;
 - (6) Szwecji - stanowi podwodna linia kablowa prądu stałego o napięciu 450 kV w relacji Słupsk - Stårnö.

Połączenia, o których mowa w pkt (1) - (5) są połączeniami pracującymi synchronicznie z KSE, a połączenie, o którym mowa w pkt (6), tzw. SwePol Link, jest połączeniem pracującym niesynchronicznie z KSE (połączenie stałoprądowe).
2. Współpraca operatorska OSP w zakresie wymiany międzysystemowej z operatorami systemów przesyłowych Niemiec, Czech, Słowacji, Litwy i Szwecji, odbywa się zgodnie z rozporządzeniem 2019/943, kodeksami sieci oraz TCM, oraz na warunkach i zasadach określonych w umowach dwu- lub wielostronnych. Do czasu pełnej transpozycji prawa unijnego, warunki i zasady współpracy operatorskiej OSP z operatorem systemu przesyłowego Ukrainy zostały określone w umowach zawartych z tym operatorem.
3. Okresowo do KSE mogą być przyłączane poprzez połączenia prądu przemiennego, według zasad ustalonych w umowach dwustronnych, wydzielone MWE z systemów elektroenergetycznych innych krajów, sąsiadujących z Polską.

2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECIPo pkt 2.6. wprowadza się pkt 2.7. w brzmieniu:**2.7. Wymagania w odniesieniu do maksymalnego poziomu utraty generacji mocy czynnej z MWE**

1. Znacząca utrata wartości generacji mocy czynnej z MWE wpływa krytycznie na stabilność warunków pracy KSE oraz determinuje wielkość, obliczanej w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP.
2. Wielkość maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE nie może przekroczyć największej mocy przyłączeniowej określonej dla niepodzielnego, synchronicznego MWE, w warunkach przyłączenia do sieci zamkniętej.

3. Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE i daty ich obowiązywania zostały określone w Tabeli 2.7. 3.

Tabela 2.7. 3.

Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE

Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania
1100	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP przed dniem 30 kwietnia 2026 r.
1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP w dniu 30 kwietnia 2026 r. oraz po tym dniu
1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.

3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI LUB SIECI

3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji lub sieci odbiorców

[W pkt 2. pkt \(2\) otrzymuje brzmienie:](#)

- (2) MEE, to powinny one spełniać odpowiednie dla tego MEE wymagania techniczne zgodnie z pkt 3.4.;

3.3. Wymagania i zalecenia techniczne dla urządzeń, instalacji lub sieci wytwórców

3.3.1. Wymagania i zalecenia techniczne dla MWE przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym

[Po pkt 16. wprowadza się pkt 17. w brzmieniu:](#)

17. Wytwórca jest obowiązany stosować rozwiązania techniczne, które zapewniają spełnienie przez MWE wymagania, o którym mowa w pkt 2.7.

3.3.3. Wymagania techniczne dla MWE w zakresie zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy

3.3.3.1. Zakres podmiotowy i przedmiotowy wymagań

[Pkt 1. otrzymuje brzmienie:](#)

1. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy dotyczą MWE spełniających kryteria określone w TCM - wykaz SGU, klasyfikujące te MWE jako SGU.

Po pkt 1. wprowadza się pkt 2. w brzmieniu:

2. OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownika systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.

Dotychczasowe pkt 2. i 3. otrzymują odpowiednio oznaczenie 3. i 4.

Pkt 3. (zgodnie z nową numeracją) otrzymuje brzmienie:

3. Wymagania określone w pkt 3.3.3. dla MWE, o których mowa w pkt 1., stanowią uzupełnienie wymagań określonych w NC RfG i NC ER.

W pkt 4. pierwsze zdanie (zgodnie z nową numeracją) otrzymuje brzmienie:

4. MWE, o których mowa w pkt 1., powinny posiadać zdolności dotyczące odbudowy systemu określone zgodnie z NC RfG, tj. w szczególności zdolność do:

3.3.3.2. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego

Pkt 1. i 2. otrzymują brzmienie:

1. MWE, o których mowa w pkt 3.3.3.1. 1.:
 - (1) będące MWE wskazanymi w pkt 5.2. 2 lit. a załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, powinny posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego;
 - (2) niebędące MWE wskazanymi w pkt 5.2. 2 lit. a załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, powinny posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego, jeżeli taki obowiązek zostanie nałożony przez OSP zgodnie z art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG.
2. Podstawowe wymagania dla MWE w zakresie rozruchu autonomicznego określono:
 - (1) w przypadku MWE świadczących usługi na podstawie umów zawartych z OSP - w art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG oraz TCM - warunki dla dostawcy usług w zakresie odbudowy;
 - (2) w przypadku pozostałych MWE - w art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG.

3.3.3.3. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do pracy wyspowej

Pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. MWE, o którym mowa w pkt 3.3.3.1. 1., powinien posiadać zdolność do udziału w pracy wyspowej i spełniać wymogi, określone w art. 15 ust. 5 lit. b NC RfG.

W pkt 6. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

- (1) aktywacji trybu pracy wyspowej:
 - (a) automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP),
 - (b) manualnie na polecenie właściwego operatora systemu;

[Po pkt 6. wprowadza się pkt 7. w brzmieniu:](#)

7. Dezaktywacja trybu pracy wyspowej powinna być wykonywana manualnie przez służby ruchowe MWE, na polecenie właściwego operatora systemu.

[Jednocześnie pkt 7. i 8. otrzymują odpowiednio oznaczenie 8. i 9.](#)

3.3.3.4. Testy zgodności i testy sprawdzające zdolność MWE do realizacji procedur planu obrony systemu i planu odbudowy

[Pkt 2. i 3. otrzymują brzmienie:](#)

2. Szczegółowe wytyczne dotyczące okresowego testowania MWE w zakresie zdolności do realizacji planu obrony systemu i planu odbudowy, zostały określone w TCM - plan testów.
3. OSP opracowuje ramowe programy testów MWE i publikuje na stronie internetowej OSP.

3.3.4.2. Układy regulacji PPM

[W pkt 3.3.4.2. 1. w opisie Rysunku 3.3.4.2. 1. opis oznaczenia \$U_{prog2}\$ otrzymuje brzmienie:](#)

U_{prog2} [kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego pobierana jest moc bierna
------------------	---	---

3.4. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu i planu odbudowy

[Pkt 3.4. otrzymuje oznaczenie 3.5. i brzmienie:](#)

3.5. Pozostałe wymagania w zakresie zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy

[W pkt 3.5. wprowadza się pkt 3.5.1. w brzmieniu:](#)

3.5.1. Wymagania dla MWE, MEE i dostawców usług w zakresie odbudowy, istotnych dla procedur ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy

[Dotychczasowe pkt 1. - 3. z pkt 3.4. zostają przeniesione do pkt 3.5.1. i otrzymują brzmienie:](#)

1. Wymagania, o których mowa w pkt 2. i 3. powinny spełniać, następujące MWE i MEE uwzględniane w TCM - wykaz SGU:
 - (1) MWE, o których mowa w pkt 3.8., do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;
 - (2) MWE o których mowa w pkt 3.3.3.1., do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
 - (3) MEE o których mowa w pkt 3.4.2.1.1.;
 - (4) MWE i MEE wykorzystywane przez dostawców usług w zakresie odbudowy do świadczenia tych usług.
2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe MWE i MEE, o których mowa w pkt 1., powinny być wyposażone w systemy komunikacji głosowej zapewniające możliwość komunikacji głosowej z centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu. Systemy te powinny spełniać wymagania

techniczne opracowane przez OSP na podstawie NC ER i opublikowane na stronie internetowej OSP oraz zapewniać możliwość prowadzenia komunikacji głosowej przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1.

3. Sterowanie MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1., może zostać powierzone podmiotowi posiadającemu zdolność do zapewnienia komunikacji głosowej zgodnie z wymaganiami, o których mowa w pkt 2. W takim przypadku powierzający odpowiada za działania i zaniechania podmiotu, któremu powierzył sterowanie MWE lub MEE, jak za własne działania lub zaniechania.

W pkt 3.5. wprowadza się pkt 3.5.2. w brzmieniu:

3.5.2. Wymagania dla rozdzielni istotnych dla procedur ujętych w planie odbudowy

Dotychczasowe pkt 4. - 9. z pkt 3.4. zostają przeniesione do pkt 3.5.2. i otrzymują odpowiednio oznaczenie 1. - 6. oraz brzmienie:

1. Rozdzielnie istotne dla procedur ujętych w planie odbudowy, 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.
2. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 400, 220 i 110 kV uznaje się za istotne dla procedur ujętych w planie 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 pkt 1.4. 12. IRiESP - Wprowadzenie - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią OSDp.

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt 1. 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 właściwego, ze względu na miejsce przyłączenia tej rozdzielni, operatora systemu, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

3. Rozdzielnia istniejąca o napięciu 110 kV lub wyższym, do której planowane jest przyłączenie MWE typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, lub MEE o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, których pojemność jest równa 40 MWh lub większa, 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 istotną dla procedur ujętych w planie odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt 2.

Rozdzielnię istniejącą, o napięciu 110 kV lub wyższym, do której planowane jest przyłączenie MWE typu D o mocy 50 MW lub większej, lub MEE o mocy 50 MW lub większej, których pojemność jest równa 40 MWh lub większa, uznaje się za istotną dla procedur ujętych w planie odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt 2.

OSP uwzględnia powyższe rozdzielnie w wykazie, o którym mowa w pkt 1. 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. Rozdzielnie uznane za istotne dla procedur ujętych w planie odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.
5. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla procedur ujętych w planie 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 400, 220 i 110 kV,
 - (b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, w tym 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) zapewnienia komunikacji głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu.
6. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt 1., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych z właściwym operatorem systemu przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

3.5. Wymagania dla MEE przyłączonych przez układy energoelektroniczne do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym

[Dotychczasowy pkt 3.5. otrzymuje oznaczenie 3.4. oraz tytuł w brzmieniu:](#)

3.4. Wymagania dla MEE

[Wprowadza się nowy pkt 3.4.1. w brzmieniu:](#)

3.4.1. Wymagania dla MEE przyłączonych przez układy energoelektroniczne do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym

[Dotychczasowe pkt 3.5.1. - 3.5.4. otrzymują odpowiednio oznaczenie 3.4.1.1. - 3.4.1.4. oraz zostaje zmieniona numeracja rysunków w tych punktach. Wszystkie odwołania do dotychczasowych pkt 3.5.1. - 3.5.4. zostają zastąpione odpowiednio odwołaniami do pkt 3.4.1.1. - 3.4.1.4.](#)

W pkt 3.4.1.3. (według nowej numeracji; dotychczasowy pkt 3.5.3. 2.) w opisie Rysunku 3.4.1.3. 2 (według nowej numeracji; dotychczasowy Rysunek 3.5.3. 2.) opis oznaczenia U_{prog2} otrzymuje brzmienie:

U_{prog2} [kV]	–	wartość napięcia w miejscu przyłączenia MEE, powyżej której pobierana jest moc bierna
---------------------	---	---

Wprowadza się nowy pkt 3.4.2. w brzmieniu:

3.4.2. Wymagania dla MEE spełniających kryteria określone w TCM - wykaz SGU

Skreśla się dotychczasowy pkt 3.5.5.

Wprowadza się pkt 3.4.2.1. i 3.4.2.2. w brzmieniu:

3.4.2.1. Wymagania techniczne dla MEE w zakresie zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy

3.4.2.1.1. Zakres podmiotowy i przedmiotowy wymagań

1. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy dotyczą MEE spełniających kryteria określone w TCM - wykaz SGU, klasyfikujące te MEE jako SGU.
2. OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownikowi systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.
3. MEE, o których mowa w pkt 1., w zakresie udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy, powinny posiadać zdolność do:
 - (1) rozruchu autonomicznego;
 - (2) ponownego podania napięcia;
 - (3) pracy wyspowej.

3.4.2.1.2. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego

1. Rozruch autonomiczny MEE powinien być wykonywany samodzielnie, bez wsparcia MEE napięciem ze źródeł zewnętrznych.
2. MEE powinien posiadać zdolność do podania napięcia na będące w stanie beznapięciowym, szyny rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest ten MEE.
3. Czas trwania rozruchu autonomicznego, liczony od otrzymania polecenia uruchomienia do zasilenia rozdzielni sieciowej, do której jest przyłączony MEE, powinien być nie dłuższy niż 15 minut.

3.4.2.1.3. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do ponownego podania napięcia

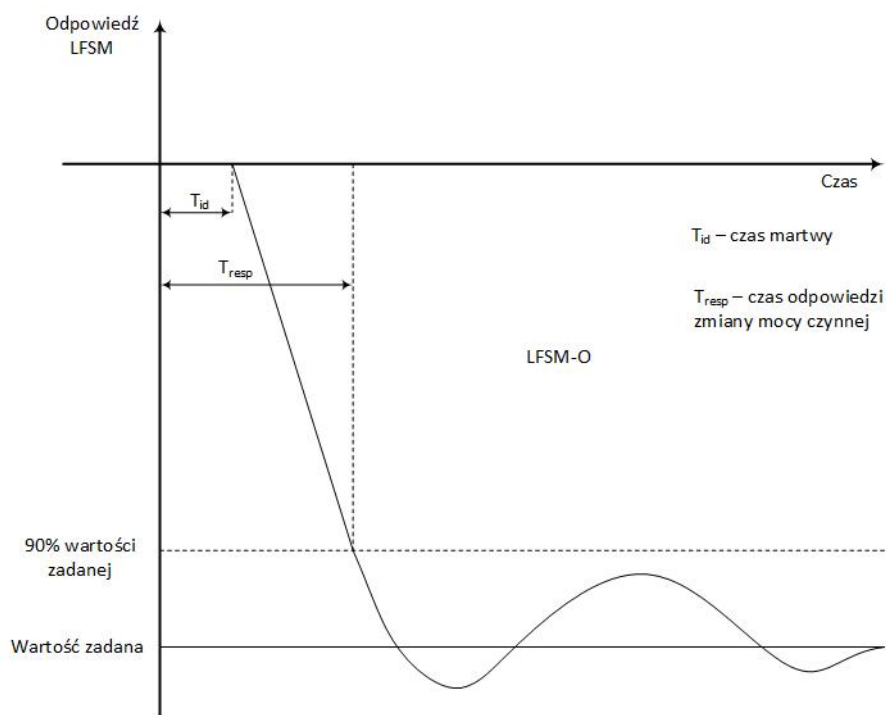
1. MEE powinien posiadać zdolność do ponownego podania napięcia, na będące w stanie beznapięciowym, szyny rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest MEE.
2. Układy synchronizacji i zabezpieczeń MEE, powinny blokować możliwość podania napięcia lub automatycznie przełączać w tryb synchronizacji w przypadku pojawienia się napięcia na rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest MEE.

Układy zabezpieczeń powinny być odstrojone od mogących się pojawiać napięć zakłócających i szczytkowych.

3. MEE, w przypadku przełączenia w tryb synchronizacji, powinien posiadać zdolność do regulacji napięcia i częstotliwości, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 3.4.2.1.4.

3.4.2.1.4. Wymagania techniczne w zakresie zdolności do pracy wyspowej

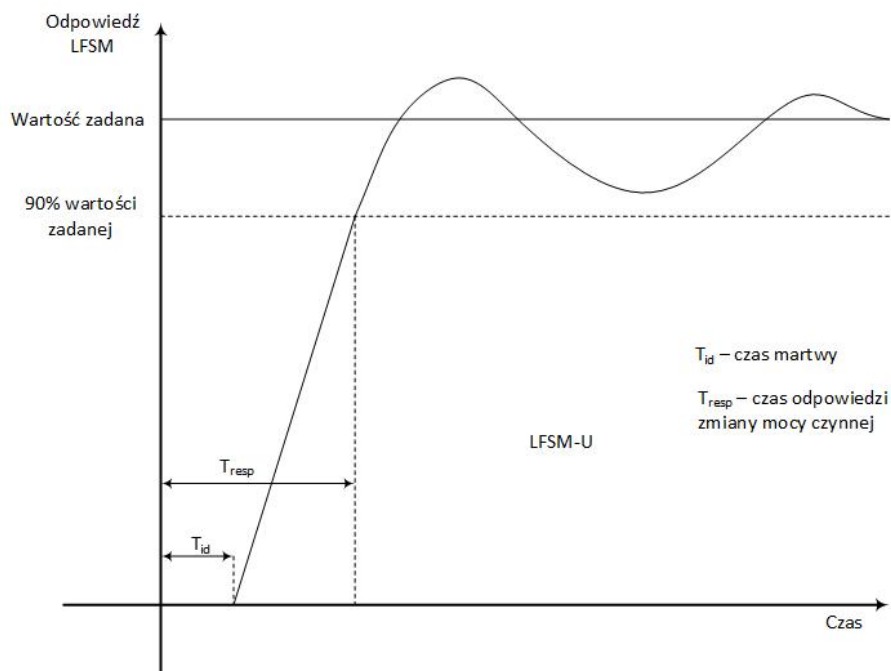
1. MEE powinien posiadać zdolność do pracy wyspowej zarówno w układach samodzielnych, w których MEE stanowi jedyne źródło zasilania, jak i w układach złożonych, w których MEE stanowi jedno z wielu źródeł zasilania.
2. Aktywacja trybu pracy wyspowej powinna następować:
 - (1) automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP);
 - (2) manualnie na polecenie właściwego operatora systemu.
3. Dezaktywacja trybu pracy wyspowej powinna być wykonywana manualnie przez służby ruchowe MEE na polecenie właściwego operatora systemu.
4. Działając w trybie pracy wyspowej, należy odstąpić od realizacji wartości zadanych mocy, przekazywanych w planie BPKD poprzez system LFC lub poprzez inne systemy zadawania obciążeń wykorzystywane przez OSP i utrzymać regulację częstotliwości LFSM z lokalnym zadawaniem mocy (podparcia/bazowej), z początkową wartością zadaną równą ostatniej wartości otrzymanej z systemu LFC albo z planów pracy.
5. W ramach regulacji częstotliwości, MEE powinien spełniać następujące wymagania:
 - (1) posiadać zdolność do pracy w trybie LFSM-O lub w trybie LFSM-U albo statycznej regulacji częstotliwości, w zakresie pomiędzy mocą po synchronizacji a mocą maksymalną;
 - (2) nastawienie strefy martwej powinno być możliwe w zakresie zgodnym z TCM - wymogi ogólnego stosowania (na podst. NC RfG) albo w zakresie od 0 do ± 500 mHz, odpowiednio dla regulacji, o których mowa w pkt (1);
 - (3) czas martwy T_{id} wraz z nastawioną w niezbędnych przypadkach intencjonalną zwłoką czasową (Rysunki 3.4.2.1.4. 5. (5) i (6)), mierzony od wystąpienia odchyłki częstotliwości do rozpoczęcia odpowiedzi regulacyjnej na zmianę częstotliwości w trybie LFSM-O lub LFSM-U, nie może powodować wydłużenia czasu odpowiedzi zmiany mocy czynnej T_{Resp} ;
 - (4) nastawienie statyzmu dla regulacji, o których mowa w pkt (1), powinno być możliwe w zakresie określonym w TCM - wymogi ogólnego stosowania (na podst. NC RfG) albo w przedziale:
 - (a) dla trybu LFSM-O od 2% do 12% (domyślnie 5%),
 - (b) dla trybu LFSM-U od 0,2% do 5% (domyślnie 1%);
 - (5) czas odpowiedzi zmiany mocy czynnej dla trybu LFSM-O, powinien być równy lub krótszy niż 2 s, przy zmianie mocy o 50% mocy maksymalnej;



Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (5)

Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-O

- (6) czas odpowiedzi zmiany mocy czynnej dla trybu LFSM-U, powinien być równy lub krótszy niż 0,5 s, przy zmianie mocy o 100% mocy maksymalnej, wykluczając czas przejścia z trybu ładowania na tryb rozładowania i odwrotnie.



Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (6)

Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-U

6. MEE, w zakresie zarządzania odchyleniami częstotliwości, zarządzania rozpiętymi mocy czynnej oraz wsparcia systemu mocą czynną, powinien posiadać zdolność do:

- (1) współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania mocą czynną, prowadzonymi przez OSP lub przez właściwego operatora systemu, na którego terenie przyłączony jest MEE, zgodnie z pkt 3.4.1.1. i 3.4.1.2.; lub
 - (2) zmiany mocy generowanej na polecenie właściwego operatora systemu, wydawane poprzez kanały komunikacji dyspozytorskiej.
7. MEE, w zakresie zarządzania odchyleniami napięcia, powinien posiadać zdolność do:
- (1) współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania napięciem i mocą bierną, prowadzonymi przez OSP, zgodnie z pkt 3.4.1.1. i 3.4.1.3.; lub
 - (2) zmiany napięcia lub generowanej mocy biernej na polecenie właściwego operatora systemu, wydawane poprzez kanały komunikacji dyspozytorskiej.
8. MEE w miejscu przyłączenia powinien posiadać zdolność do regulacji wartości zadanej napięcia, mocy biernej oraz współczynnika mocy ($\cos \varphi$).

3.4.2.2. Testy zgodności i testy sprawdzające zdolność MEE do realizacji procedur ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy

1. Weryfikacja zdolności technicznych MEE w zakresie obrony i odbudowy systemu, wymaganych na podstawie IRIESP i NC ER, następuje w ramach realizacji testów zgodności oraz okresowych testów sprawdzających.
2. Szczegółowe wytyczne dotyczące okresowego testowania MEE zostały określone w TCM - plan testów.
3. OSP opracowuje ramowe programy testów MEE i publikuje na stronie internetowej OSP.

3.8. Wymagania techniczne dla istniejących MWE o mocy 50 MW lub wyższej, wskazanych jako SGU na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c i art. 23 ust. 4 lit. c oraz art. 4 ust. 2 lit. b NC ER

3.8.2. Wymagania i zalecenia techniczne dla konwencjonalnych MWE

3.8.2.4. Testy odbiorcze i sprawdzające zdolność MWE do realizacji procedur planu obrony systemu i planu odbudowy

W pkt 5. pkt (1) - (3) otrzymują brzmienie:

- (1) próby zrzutów mocy, na wybranych kondensacyjnych MWE oraz blokach gazowo -parowych o mocy osiągalnej 100 MW i wyższej, z przejściem do PPW (pojedynczo w układzie jednomaszynowym z uaktywnieniem regulacji prędkości obrotowej typu PI oraz podwójnie w układzie dwu- lub wielomaszynowym z uaktywnieniem regulacji prędkości obrotowej typu P) i przyłączenie do nich potrzeb ogólnych elektrowni. Test jest wykonywany zgodnie z postanowieniami TCM - plan testów;
- (2) próby zrzutów mocy na wybranych MWE z przejściem do PPW i przyłączenie do nich potrzeb ogólnych elektrowni oraz podanie napięcia i mocy rozruchowej do uruchomienia sąsiedniego stojącego w rezerwie MWE lub do modułu/modułów pobliskiej elektrowni. Test jest wykonywany zgodnie z postanowieniami TCM - plan testów;
- (3) próby zakresu pracy urządzeń potrzeb własnych MWE przy obniżonych parametrach napięcia i częstotliwości, a także sprawdzenie zakresu regulacji zaczepowej na transformatorze potrzeb własnych. Test jest wykonywany zgodnie z postanowieniami TCM - plan testów wraz z próbami, o których mowa w pkt (2);

Pkt 16. otrzymuje brzmienie:

16. OSP opracowuje ramowe programy testów MWE i publikuje na stronie internetowej OSP.

6. KORZYSTANIE Z SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH**6.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych**Skreśla się pkt 3.

Pkt 4. i 5. otrzymują odpowiednio oznaczenie 3. i 4. oraz pkt 3. (według nowej numeracji) otrzymuje brzmienie:

3. OSP realizuje obowiązek poboru od użytkowników systemu opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej, na zasadach i w zakresie określonym odpowiednio w ustawie o OZE, ustawie o wysokosprawnej kogeneracji i ustawie o rynku mocy. Obowiązek ten OSP realizuje w ramach umowy przesyłania i umowy dotyczącej poboru opłat.

6.8. Podstawowe warunki świadczenia usługi udostępniania KSE i umowa udostępniania KSEPkt 6.8. otrzymuje brzmienie:**6.8. Umowa dotycząca poboru opłat i podstawowe warunki poboru tych opłat**

1. Pobór przez OSP od użytkownika systemu opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej odbywa się na warunkach określonych w umowie przesyłania albo umowie dotyczącej poboru opłat, i taryfie OSP.
2. Podmiot obowiązany do wnoszenia do OSP opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej lub opłaty mocowej składa, w formie pisemnej lub elektronicznej, wnioski o zawarcie umowy dotyczącej poboru opłat. Wzór wniosku o zawarcie umowy dotyczącej poboru opłat publikowany jest na stronie internetowej OSP.
3. Postanowienia pkt 6.4. 2. - 12. dotyczące wniosku o zawarcie umowy przesyłania stosuje się odpowiednio do wniosku o zawarcie umowy dotyczącej poboru opłat.
4. Postanowienia pkt 6.5. dotyczące wzorów i projektów umów przesyłania oraz aneksów do tych umów, stosuje się odpowiednio do umowy dotyczącej poboru opłat.

10. PLANOWANIE KOORDYNACYJNE**10.2. Plany koordynacyjne**Pkt 3. otrzymuje brzmienie:

3. Plan koordynacyjny dostępnych zasobów KSE jest opracowywany przez OSP i udostępniany dla każdej godziny 5 - letniego horyzontu planowania obejmującego 60 miesięcy kalendarzowych, z uwzględnieniem danych planistycznych przekazywanych przez podmioty oraz, zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 10. - Planowanie koordynacyjne oraz postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych i pkt 12.3., przy czym dane przekazywane na potrzeby opracowania i aktualizacji:
 - (1) planów dobowych - obejmują pierwsze 9 kolejnych dni kalendarzowych 5 - letniego horyzontu planowania;
 - (2) planów średnioterminowych - obejmują pozostały okres 5 - letniego horyzontu planowania.

11. PROWADZENIE RUCHU SIECIOWEGO

11.2. Struktura organizacyjna prowadzenia ruchu sieciowego

W pkt 11. pkt (4) otrzymuje brzmienie:

- (4) służbom ruchowym wytwórcy/MEE w odniesieniu do MWE/MEE, które zostały ujęte w TCM - wykaz SGU w zakresie określenia nastawy mocy czynnej podczas wystąpienia stanu zagrożenia, stanu odbudowy systemu lub stanu zaniku zasilania:
 - (a) bezpośrednio w odniesieniu do MWE/MEE przyłączonych do sieci przesyłowej,
 - (b) za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSP-ODM, służbom dyspozytorskim OSD, w odniesieniu do pozostałych MWE/MEE wskazanych w TCM - wykaz SGU.

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

11.7.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

Pkt 6. otrzymuje brzmienie:

6. OSP wydaje OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami MWE/MEE, które zostały ujęte w TCM - wykaz SGU, czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

11.8. Monitorowanie pracy systemu

Pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. Służby dyspozytorskie operatorów systemu oraz służby ruchowe wytwórców, MEE i odbiorców końcowych przyłączonych do sieci zamkniętej, zgodnie z zakresem zadań określonym w pkt 11.2., w sposób ciągły monitorują pracę KSE wykorzystując systemy SCADA. Zakres zbieranych w sposób ciągły danych i sygnalizacji z sieci zamkniętej jest określony w TCM - zakres wymienianych danych oraz w rozdziale 12. - Procedury wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego.

12. PROCEDURY WYMIANY DANYCH STRUKTURALNYCH, PLANISTYCZNYCH I CZASU RZECZYWISTEGO

12.6. Rejestry prowadzone przez OSP

Pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. Na podstawie danych strukturalnych pozyskiwanych zgodnie z pkt 12.2., OSP prowadzi we współpracy z OSDp centralny rejestr zasobów, który obejmuje MWE, MEE przyłączone do KSE oraz inne zasoby, o których mowa w pkt 12.2. 2.

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

13.2. Zakres informacji publikowanych przez OSP

W pkt 3. skreśla się pkt (1), jednocześnie pkt (2) - (7) otrzymują odpowiednio oznaczenie (1) - (6).

Pkt 5. otrzymuje brzmienie:

5. W ramach świadczonych przez OSP usług przesyłania oraz w ramach realizacji obowiązku poboru opłat, OSP na stronie internetowej OSP publikuje:
- (1) wzór wniosku o zawarcie umowy przesyłania i wzór wniosku o zawarcie umowy dotyczącej poboru opłat;
 - (2) wzory umów przesyłania i wzór umowy dotyczącej poboru opłat.

Dodatkowo wprowadza się poniższe korekty o charakterze porządkowym:

- w pkt **3.8.2.1.** 17., tytule pkt **3.8.3.5.**, pkt **3.8.3.5.1.** 4., pkt **3.8.3.5.2.** 1. oraz w pkt **5.4.1.** 1. wyrażenie „sterownia” zastępuje się wyrażeniem „sterowania”;
- w pkt **1.4.1.** 5. (3) i (4) wyrażenie „przysyłania” zastępuje się wyrażeniem „przesyłania”;
- na rysunku 3.3.4.2. 1. oraz na rysunku 3.4.1.3. 2. (według nowej numeracji) oznaczenie „Q_{FW}” zostaje zastąpione oznaczeniem „Q”.

IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**3. ZARZĄDZANIE POŁĄCZENIAMI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH**Rozdział 3. otrzymuje brzmienie:**3. ZARZĄDZANIE POŁĄCZENIAMI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH****3.1. Postanowienia wstępne**

1. OSP, zgodnie z rozporządzeniem 2019/943, kodeksami sieci oraz TCM, opracowuje i wdraża mechanizmy zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych oraz koordynacji i wymiany informacji, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy tych systemów oraz wyznaczanie, udostępnianie i alokację zdolności przesyłowych dla uczestników rynku zainteresowanych wymianą międzysystemową.
2. Zarządzanie połączeniami systemów elektroenergetycznych (dalej także „połączenia międzysystemowe”), o których mowa w pkt **1.2.** 1. IRiESP - Korzystanie, prowadzone jest na poziomie sieci przesyłowej połączonej z systemami przesyłowymi pracującymi równolegle (synchronicznie) oraz nierównolegle (niesynchronicznie) z systemem Polski.
3. Celem zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE oraz realizacji umów handlowych uczestników rynku w ramach wymiany międzysystemowej, OSP współpracuje z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Współpraca ta odbywa się na podstawie zasad obowiązujących w ENTSO-E i ustalonych w ramach regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR; *ang. Capacity Calculation Region*), oraz umów i porozumień ruchowych zawieranych pomiędzy właściwymi operatorami tych systemów.

3.2. Przekroje wymiany międzysystemowej

3.2.1. Przekroje wymiany międzysystemowej: Polska - Niemcy, Polska - Czechy i Polska - Słowacja

1. Przekroje wymiany międzysystemowej obejmujące połączenia KSE z systemami elektroenergetycznymi odpowiednio Niemiec, Czech i Słowacji, o których mowa w pkt 1.2. 1. (1) - (3) IRiESP - Korzystanie są przekrojami synchronicznymi.
2. Systemy elektroenergetyczne Niemiec, Czech, Słowacji i system elektroenergetyczny Polski tworzą pomiędzy sobą wielokrotne połączenia elektryczne, co powoduje występowanie przepływów wyrównawczych oraz wzajemne wykorzystywanie sieci dla realizacji wymiany międzysystemowej, zarówno w stanach normalnych, jak i w stanach awaryjnych.

Powyższe powoduje, że wymiana handlowa uzgodniona na granicy dwóch systemów pracujących synchronicznie odbywa się z wykorzystaniem innych przekrojów (dotyczy to w szczególności wymiany realizowanej pomiędzy KSE a systemem elektroenergetycznym Niemiec, gdzie część tej wymiany jest realizowana przez przekroje Polska - Czechy i Polska - Słowacja).

3. Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach KSE z systemami elektroenergetycznymi odpowiednio Niemiec, Czech i Słowacji są wyznaczane zgodnie z:
 - (1) metodą NTC, o której mowa w pkt 3.4., stosowaną w ramach przetargów rocznych i miesięcznych oraz w procesie rezerwowym dla przetargów dobowych;
 - (2) TCM - podejście FBA CCR Core, w ramach:
 - (a) jednolitego łączenia rynków dnia następnego,
 - (b) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, przy czym wyznaczane w tym procesie wartości NTC, wyodrębniane są z wyników obliczeń prowadzonych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego według TCM - podejście FBA CCR Core;
 - (3) TCM - podejście BTCC CCR Core, w ramach platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
4. Wyznaczone, zgodnie z pkt 3. wielkości zdolności przesyłowych, są udostępniane w ramach:
 - (1) przetargów rocznych i miesięcznych oraz w procesie rezerwowym dla przetargów dobowych, prowadzonych przez Biuro Przetargów;
 - (2) jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
 - (3) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - (4) platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
5. Udostępniane oraz alokowane zdolności przesyłowe wyznaczone:
 - (1) zgodnie z pkt 3. (1) są publikowane na stronie internetowej Biura Przetargów;
 - (2) zgodnie z pkt 3. (2) są publikowane na stronie internetowej Biura Przetargów i platformie informacyjnej ENTSO-E;
 - (3) zgodnie z pkt 3. (3) są publikowane na platformie informacyjnej ENTSO-E.

3.2.2. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Ukraina

1. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Ukraina obejmujący połączenie, o którym mowa w pkt 1.2. 1. (4) IRiESP - Korzystanie jest przekrojem synchronicznym.

Wielkości zdolności przesyłowych dla tego połączenia są wyznaczane zgodnie z metodą NTC, o której mowa w pkt 3.4., stosowaną w ramach przetargów dobowych, niezależnie od pozostałych przekrojów.

2. Wyznaczone zgodnie z pkt 1. wielkości zdolności przesyłowych są udostępniane w ramach przetargów dobowych, prowadzonych przez Biuro Przetargów.
3. Udostępniane oraz alokowane zdolności przesyłowe, wyznaczone zgodnie z pkt 1., są publikowane na platformie internetowej ENTSO-E.
4. Pomiędzy obszarami rynkowymi Polski i Ukrainy realizowana jest także wymiana transgraniczna, poprzez połączenie promieniowe 220 kV łączące KSE z elektrownią zlokalizowaną na Ukrainie w miejscowości Dobrotwór. Ze względu na uwarunkowania techniczne, połączenie to umożliwia wyłącznie import energii z Ukrainy, a wielkości zdolności przesyłowych dla tego połączenia są wyznaczane niezależnie od pozostałych przekrojów, w tym również połączenia Rzeszów - Chmielnicka. Alokacja zdolności przesyłowych dla tego połączenia odbywa się na podstawie przetargów organizowanych jednostronnie przez OSP, których wyniki są publikowane na stronie internetowej ENTSO-E.

3.2.3. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Litwa

1. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Litwa obejmujący połączenie, o którym mowa w pkt 1.2. 1. (5) IRiESP - Korzystanie jest przekrojem synchronicznym.

Wielkości zdolności przesyłowych dla tego połączenia są wyznaczane niezależnie od pozostałych przekrojów, zgodnie z:

- (1) TCM - podejście cNTC CCR Baltic, w ramach:
 - (a) jednolitego łączenia rynków dnia następnego,
 - (b) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - (2) TCM - podejście BTCC CCR Baltic w ramach platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
2. Wyznaczone, zgodnie z pkt 1. wielkości zdolności przesyłowych są udostępniane w ramach:
 - (1) jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
 - (2) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - (3) platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
 3. Udostępniane oraz alokowane zdolności przesyłowe, wyznaczone zgodnie z pkt 1., są publikowane na platformie informacyjnej ENTSO-E.

3.2.4. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Szwecja

1. Przekrój wymiany międzysystemowej Polska - Szwecja obejmujący połączenie, o którym mowa w pkt 1.2. 1. (6) IRiESP - Korzystanie jest przekrojem niesynchronicznym.

Wielkości zdolności przesyłowych dla tego połączenia uwarunkowane są technicznymi zdolnościami przesyłowymi KSE, wyznaczanymi dla punktu styku połączenia niesynchronicznego z KSE oraz technicznymi możliwościami tego połączenia.

2. Wielkości zdolności przesyłowych dla połączenia Polska - Szwecja są wyznaczane, zgodnie z:
 - (1) TCM - podejście cNTC CCR Hansa w ramach:
 - (a) jednolitego łączenia rynków dnia następnego,
 - (b) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;

- (3) TCM - podejście BTCC CCR Hansa w ramach platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
- 3. Wyznaczone, zgodnie z pkt 2. wielkości zdolności przesyłowych są udostępniane w ramach:
 - (1) jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
 - (2) jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
 - (3) w ramach platform bilansujących, o których mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania.
- 4. Udostępniane oraz alokowane zdolności przesyłowe, wyznaczone zgodnie z pkt 2., są publikowane na platformie informacyjnej ENTSO-E.

3.3. Ograniczenia alokacji

- 1. Ograniczenia alokacji wspólne dla połączeń synchronicznych i połączenia niesynchronicznego, wynikające z kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, przy uwzględnieniu struktury i stanu technicznego MWE, są wyznaczane celem:
 - (1) spełnienia obowiązujących kryteriów w zakresie wymaganej rezerwy mocy dostępnej dla OSP, przy czym w przypadku:
 - (a) zdolności przesyłowych w kierunku eksportu (z KSE), powinny być spełnione wymagania dotyczące rezerw mocy OSP, określone w pkt 10.2. 11. IRIESP - Korzystanie, w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe, dla poszczególnych horyzontów planowania,
 - (b) zdolności przesyłowych w kierunku importu (do KSE), powinny być spełnione wymagania, dotyczące poziomu nadwyżki całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD ciepłe nad sumą ich minimów technicznych, określone w pkt 10.2. 13. IRIESP - Korzystanie;
 - (2) spełnienia ograniczeń wynikających z warunków pracy MWE, zawężających swobodę zmian stanu pracy MWE lub dotyczących zakresu parametrów, stanu lub konfiguracji pracy MWE, jak poniżej:
 - (a) minimalny okres pracy ciągłej MWE po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego,
 - (b) usztywniona praca MWE w związku z wykonywanymi pomiarami,
 - (c) minimalna liczba MWE w ruchu w elektrowni,
 - (d) minimalna liczba MWE wynikająca z produkcji ciepła,
 - (e) maksymalna liczba MWE uruchamianych jednocześnie w elektrowni,
 - (f) wymóg pracy skrajnych MWE w elektrowni w okresie silnych mrozów;
 - (3) minimalizowania liczby odstawień/uruchomień MWE w cyklu dobowym.
- 2. Ograniczenia alokacji są wyznaczane jako wartości maksymalne, dla których są spełnione kryteria bezpieczeństwa pracy KSE.
- 3. Metody i szczegółowe rozwiązania w zakresie wyznaczania ograniczeń alokacji dla każdego przekroju wymiany międzysystemowej, z wyłączeniem przekroju wymiany międzysystemowej Polska - Ukraina, zostały określone w odpowiednich TCM.

3.4. Wyznaczanie zdolności przesyłowych metodą NTC

3.4.1. Postanowienia ogólne

- 1. Na potrzeby pkt 3.4. przyjmuje się następujące rozumienie pojęć i skrótów:

- (1) całkowite zdolności przesyłowe - TTC (*ang. total transfer capacity*) - maksymalna dopuszczalna wielkość mocy wymiany międzysystemowej pomiędzy przyległymi obszarami rynkowymi, zgodnie z obowiązującymi w każdym z nich kryteriami bezpieczeństwa;
 - (2) margines bezpieczeństwa przesyłu - TRM (*ang. transmission reliability margin*) - rezerwa zdolności przesyłowych utrzymywana ze względu na możliwe zdarzenia losowe i niepewność danych wykorzystanych do wyznaczenia wartości TTC;
 - (3) zdolności przesyłowe netto - NTC (*ang. net transfer capacity*) - maksymalne dostępne zdolności wymiany mocy pomiędzy dwoma sąsiednimi obszarami rynkowymi, uwzględniające niezbędny margines bezpieczeństwa przesyłu oraz kryteria niezawodności stosowane w tych obszarach.
2. Metodą NTC określa zasady wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, w tym zasady obliczania marginesu bezpieczeństwa przesyłu. Wyznaczone zdolności przesyłowe wynikają z warunków pracy sieci i oparte są na bazie elektrycznych i fizycznych parametrów sieci.
 3. Podstawą wyznaczenia zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej metodą NTC są wyniki analiz rozptylowych, wykonywanych z wykorzystaniem aktualnych modeli systemów połączonych, z uwzględnieniem warunków pracy KSE.
 4. Wyznaczone tą metodą wartości NTC są wartościami, dla których spełnione są kryteria niezawodności pracy sieci, o których mowa w pkt **1.4.2. IRiESP - Korzystanie**.
 5. Metodę NTC stosuje się do wyznaczania zdolności długoterminowych, dla których zasady określone w odpowiednich TCM nie zostały jeszcze wdrożone oraz do wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju wymiany międzysystemowej Polska - Ukraina, gdzie zasady nie zostały określone w TCM.

3.4.2. Kryteria niezawodności

1. Zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej wyznacza się z uwzględnieniem warunków bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Jako kryterialne zakłócenia przyjmuje się:
 - (1) wyłączenie jednej międzysystemowej linii w sieci przesyłowej, przy czym w przypadku linii dwutorowej zakłada się wyłączenie jednego toru;
 - (2) wyłączenie dowolnego pojedynczego elementu KSE (pojedynczy tor linii w sieci przesyłowej, transformator, sekcja szyn rozdzielni NN);
 - (3) wyłączenie dowolnego pojedynczego elementu w systemach elektroenergetycznych połączonych z KSE (pojedynczy tor linii w sieci przesyłowej, transformator, sekcja szyn rozdzielni NN).
2. W przypadku zaistnienia któregośkolwiek z powyższych kryterialnych zakłóceń muszą być spełnione w KSE kryteria niezawodności pracy sieci, o których mowa w pkt **1.4.2. IRiESP - Korzystanie**.

3.4.3. Wyznaczanie wartości TTC

3.4.3.1. Postanowienia ogólne

1. Wartości TTC wyznaczone są przy wykorzystaniu najbardziej aktualnych i dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych.
2. Modele matematyczne powinny zawierać:
 - (1) parametry elektryczne elementów sieci oraz ich dopuszczalne obciążalności;

- (2) parametry elektryczne generatorów oraz ich maksymalne i minimalne moce czynne oraz maksymalne i minimalne moce bierne;
- (3) przewidywaną konfigurację pracy systemu elektroenergetycznego dla analizowanego okresu (układ pracy sieci i rozkład wytwarzania);
- (4) przewidywane wartości salda wymiany międzysystemowej poszczególnych krajów;
- (5) planowane zapotrzebowanie mocy w każdym węźle modelu sieci;
- (6) ekwiwalenty generacji niewprowadzonej do modelu, w tym generacji rozproszonej.

Wartości TTC są wyznaczone odrębnie w kierunku eksportu oraz importu.

3.4.3.2. Wartości TTC w kierunku eksportu

1. Wartości TTC w kierunku eksportu są wyznaczone poprzez zasymulowanie dodatkowej wymiany energii na danym przekroju wymiany międzysystemowej. Symulowana generacja w KSE jest zwiększana o ΔE z jednoczesnym zmniejszaniem generacji o ΔE w systemach elektroenergetycznych tworzących dany przekrój wymiany międzysystemowej, czego efektem jest wzrost przepływu mocy z KSE do tych systemów. Proces zmian generacji kontynuowany jest aż do momentu, gdy przestają być spełnione przyjęte kryteria niezawodności, o których mowa w pkt 3.4.2.
2. Wartości TTC w kierunku eksportu, przy zachowaniu kryteriów niezawodności, OSP wyznacza na przekrojach wymiany międzysystemowej, zgodnie z poniższym wzorem:

$$TTC = BCE + \Delta E_{max}$$

gdzie:

BCE	–	wymiana mocy w modelu, który był wykorzystywany do wyznaczenia wartości TTC
ΔE_{max}	–	maksymalna całkowita zmiana generowanej mocy w kierunku eksportu, przy zachowaniu kryteriów niezawodności systemów elektroenergetycznych

3.4.3.3. Wartości TTC w kierunku importu

1. Wartości TTC w kierunku importu wyznacza się w sposób analogiczny jak dla kierunku eksportu, wymuszając zmianę kierunku przepływu mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi. W tym celu redukowana jest generacja w KSE o ΔE z jednoczesnym zwiększeniem generacji o ΔE w systemach elektroenergetycznych tworzących dany przekrój wymiany międzysystemowej. Proces zmian generacji kontynuowany jest aż do momentu, gdy przestają być spełnione przyjęte kryteria niezawodności, o których mowa w pkt 3.4.2.
2. Wartości TTC w kierunku importu, przy zachowaniu kryteriów niezawodności, OSP wyznacza na przekrojach wymiany międzysystemowej, zgodnie z poniższym wzorem:

$$TTC = BCE - \Delta E_{max}$$

gdzie:

BCE	–	wymiana mocy w modelu, który był wykorzystywany do wyznaczenia wartości TTC
ΔE_{max}	–	maksymalna całkowita zmiana generowanej mocy w kierunku importu, przy zachowaniu kryteriów niezawodności systemów elektroenergetycznych

3.4.4. Wymagania w zakresie TRM

1. Podczas wyznaczania zdolności przesyłowych dla połączeń synchronicznych przyjmowane są założenia dotyczące prognozowanego przepływu mocy na połączeniach KSE, które mogą ulec zmianie pomiędzy momentem wyznaczenia zdolności przesyłowych a momentem ich fizycznej realizacji. W szczególności istotne są założenia dotyczące zewnętrznych transakcji handlowych, na które OSP nie ma wpływu. Celem zabezpieczenia się przed niepewnościami przepływów fizycznych wynikających z transakcji realizowanych poza polskim obszarem rynkowym, podczas wyznaczania zdolności przesyłowych przyjmuje się odpowiednio bezpieczną wartość TRM.
2. TRM jest wyznaczany przy uwzględnieniu danych statystycznych, określających zmianę przepływów nieplanowych wykorzystywanych do wyznaczania wartości TTC.

3.4.5. Horyzonty czasowe obliczeń i modele wyznaczania zdolności przesyłowych

1. OSP wyznacza wartości TTC i TRM dla horyzontu rocznego, miesięcznego oraz dobowego w ramach procedur planowania koordynacyjnego.
2. OSP, w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, wykorzystuje poniższe modele:
 - (1) modele roczne ENTSO-E - opracowywane w ramach ENTSO-E na podstawie danych uzyskanych od poszczególnych operatorów systemów przesyłowych (modele obejmują sieci operatorów systemów przesyłowych Europy kontynentalnej);
 - (2) modele prognostyczne TSCNET - opracowywane w ramach procedury regionalnej TSCNET na podstawie danych przekazywanych codziennie przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych (dane zawierają w szczególności planowane na dzień następny indywidualne salda wymiany międzysystemowej poszczególnych krajów);
 - (3) modele sezonowe KSE - opracowywane przez OSP zgodnie z postanowieniami IRiESP, oddzielnie dla zimy i lata, dla charakterystycznych okresów doby (szczyt obciążenia i dolina nocna);
 - (4) modele dobowe KSE - opracowywane przez OSP, uwzględniające planowane na dany dzień wyłączenia sieciowe, zapotrzebowanie oraz rozkład wytwarzania na poszczególne MWE.