



PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, dnia 22 kwietnia 2026 r.

DRE.WKP.744.25.16.2025.MKo4

DECYZJA

Na podstawie art. 6 ust. 4 lit. b) w związku z art. 7 ust. 4 oraz art. 5 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.08.2017 r., z późn. zm.) oraz art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn.: Dz. U. z 2026 r. poz. 43, ze zm.) i art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jedn.: Dz. U. z 2025 r. poz. 1691),

po rozpatrzeniu wniosku:

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

zawartego w piśmie z dnia 21 października 2025 r., znak: Z-289/DP-PR-WK.7113.1.2017.107, o zmianę decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) z dnia 15 marca 2019 r., znak: DRE.WOSE.7128.369.4.2018.2019.ZJ zatwierdzającej dokument zatytułowany „*Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*” z dnia 13 września 2018 r., zmienionej decyzją Prezesa URE z dnia 19 lutego 2021 r., znak: DRE.WKP.744.1.7.2020.MKo4, poprzez zastąpienie dokumentu stanowiącego załącznik nr 1 do tej decyzji dokumentem zatytułowanym „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)*”, opracowanym na podstawie art. 40 ust. 5 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.08.2017 r.), dalej: „Rozporządzenie (UE) 2017/1485”, zmienionego i uzupełnionego pismami: z dnia 27 listopada 2025 r., znak: DO-PO-WEO.0200.1.2025.2, z dnia 30 stycznia 2026 r., znak: DO.0200.1.2026.1, z dnia 17 lutego 2026 r., znak: DO.0200.2.2026.1, z dnia 27 lutego 2026 r., znak: DO.0200.3.2026.1, z dnia 25 marca 2026 r., znak: DO.0200.4.2026.1 oraz z dnia 13 kwietnia 2026 r., znak: DO.0200.5.2026.1

postanawiam

- 1) **zmienić decyzję** Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 15 marca 2019 r., znak: DRE.WOSE.7128.369.4.2018.2019.ZJ zatwierdzającą zakres wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, określony w dokumencie

zatytułowanym: „Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE” z dnia 13 września 2018 r., zmienioną decyzją Prezesa URE z dnia 19 lutego 2021 r., znak: DRE.WKP.744.1.7.2020.MKo4, poprzez zatwierdzenie dokumentu zatytułowanego „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”, stanowiącego załącznik nr 1 do niniejszej decyzji;

- 2) **ustalić termin wejścia w życie dokumentu** zatytułowanego „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)” zgodnie z wnioskiem strony, na pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego następującego po upływie dziewięciu miesięcy kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki niniejszej decyzji.

UZASADNIENIE

Rozporządzenie (UE) 2017/1485 nałożyło w art. 5 ust. 1 na operatorów systemów przesyłowych (dalej: „OSP”) obowiązek opracowania warunków i metod wymaganych powyższym rozporządzeniem i przedłożenia ich do zatwierdzenia właściwym organom regulacyjnym zgodnie z art. 6 ust. 2 i 3 lub do zatwierdzenia podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie zgodnie z art. 6 ust. 4, w odpowiednich terminach przewidzianych w tym rozporządzeniu. W zawartym w art. 6 ust. 4 katalogu dokumentów podlegających zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie, pod lit. b), znajduje się pozycja: „zakres wymiany danych z OSD i ze znaczącymi użytkownikami sieci zgodnie z art. 40 ust. 5”. Jednocześnie przyznając kompetencję do zatwierdzania tego dokumentu podmiotowi wyznaczonemu przez państwa członkowskie europejski prawodawca wskazał w art. 6 ust. 1, że: „wyznaczony podmiot musi być organem regulacyjnym, o ile państwo członkowskie nie postanowiło inaczej”. Dodatkowo przepis art. 7 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2017/1485 przewiduje uprawnienie operatorów systemów przesyłowych odpowiedzialnych za opracowanie propozycji dotyczącej warunków lub metod bądź organów regulacyjnych lub wyznaczonych podmiotów odpowiedzialnych za jej przyjęcie, zgodnie z art. 6 ust. 2, 3 i 4, do złożenia wniosku o zmianę tych warunków lub metod.

Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 5 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, każdy OSP określa możliwość stosowania i zakres wymiany danych w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych (dalej: „OSD”) i znaczącymi użytkownikami sieci (dalej: „SGU”), w następujących kategoriach: dane strukturalne zgodnie z art. 48, dane dotyczące grafików i prognoz zgodnie z art. 49, dane czasu rzeczywistego zgodnie z art. 44, 47 i 50 oraz przepisy zgodnie z art. 51, 52 i 53 tego rozporządzenia.

Pismem z dnia 21 października 2025 r., znak: Z-289/DP-PR-WK.7113.1.2017.107, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej: „PSE S.A.”), wyznaczone operatorem systemu przesyłowego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, przedłożyły organowi regulacji - Prezesowi URE - do zatwierdzenia zaktualizowany dokument zatytułowany „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”. Jednocześnie PSE S.A. wniosły o ustalenie terminu wejścia w życie tego dokumentu na pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego następującego po upływie 9 (dziewięciu) miesięcy kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki decyzji Prezesa URE.

W przedłożonym wniosku PSE S.A. poinformowały, że przedłożona propozycja aktualizacji zakresu wymiany danych podlegała konsultacjom z OSD i SGU oraz opiniowaniu i uzgadnianiu z zainteresowanymi OSD na spotkaniach roboczych. Konsultacje były przeprowadzone w dniach od 5 sierpnia do 19 września 2025 r. i zostały zainicjowane publikacją projektu dokumentu pn. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)” na stronie internetowej PSE S.A. wraz z zaproszeniem do zgłaszania uwag. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji zostały przez PSE S.A. rozpatrzone i odpowiednio uwzględnione w dokumencie przedłożonym do zatwierdzenia, a raport z konsultacji zawierający informacje o zgłoszonych uwagach i sposobie ich uwzględnienia, stanowił załącznik do wniosku.

W toku postępowania administracyjnego PSE S.A. zostały wezwane pismami Prezesa URE: z dnia 7 listopada 2025 r., znak: DRE.WKP.744.25.2.2025.MKo4, z dnia 15 stycznia 2026 r., znak: DRE.WKP.744.25.4.2025.MKo4, z dnia 17 lutego 2026 r., znak: DRE.WKP.744.25.7.2025.MKo4, z dnia 18 marca 2026 r., znak: DRE.WKP.744.25.11.2025.MKo4 oraz z dnia 8 kwietnia 2026 r., znak: DRE.WKP.744.25.13.2025.MKo4 do złożenia wyjaśnień oraz wprowadzenia korekt i uzupełnień dokumentu, stanowiącego załącznik do przedłożonego wniosku.

W odpowiedzi na ww. wezwania Prezesa URE, PSE S.A. pismami: z dnia 27 listopada 2025 r., znak: DO-PO-WEO.0200.1.2025.2, z dnia 30 stycznia 2026 r., znak: DO.0200.1.2026.1, z dnia 17 lutego 2026 r., znak: DO.0200.2.2026.1, z dnia 27 lutego 2026 r., znak: DO.0200.3.2026.1 z dnia 25 marca 2026 r., znak: DO.0200.4.2026.1 oraz z dnia 13 kwietnia 2026 r., znak: DO.0200.5.2026.1 uzupełniły wniosek poprzez wprowadzenie zmian wskazanych w wezwaniach Prezesa URE. W zakresie kwestii budzących wątpliwości i wymagających przedstawienia stosownego uzasadnienia, PSE S.A. przedstawiły wyczerpujące wyjaśnienia wraz z uzasadnieniem.

Pismem z dnia 16 kwietnia 2026 r., znak: DRE.WKP.744.25.15.2025.MKo4 do wnioskodawcy skierowano zawiadomienie o zakończeniu postępowania dowodowego. W piśmie tym wskazano termin do dnia 20 kwietnia 2026 r. na zapoznanie się z zebrany w postępowaniu materiałem dowodowym. Zawiadomienie to zostało dostarczone w dniu 16 kwietnia 2026 r. W terminie wyznaczonym w powyższym zawiadomieniu strona nie skorzystała z możliwości zapoznania się ze zgromadzonym w postępowaniu materiałem dowodowym, ani wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów.

Na podstawie zgromadzonego w toku postępowania materiału Prezes URE ustalił co następuje.

Rozporządzenie (UE) 2017/1485 ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej ma na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa pracy, jakości częstotliwości i efektywnego wykorzystania wzajemnie połączonych systemu i zasobów. Jako jedno z narzędzi służących temu celowi wskazane zostało opracowanie przez OSP zakresu wymiany danych z OSD i SGU. Zakres ten podlega indywidualnemu zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, o ile państwo członkowskie nie postanowiło inaczej, a więc w odniesieniu do terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie nie wprowadzone zostały odmienne uregulowania, organem właściwym do zatwierdzenia jest Prezes URE.

Zgodnie z art. 7 ust. 4 Rozporządzenia 2017/1485, OSP odpowiedzialni za opracowanie propozycji dotyczącej warunków lub metod bądź organy regulacyjne odpowiedzialne za jej przyjęcie mogą złożyć wniosek o zmianę tych warunków lub metod.

PSE S.A., wyznaczone OSP na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej opracowały propozycję aktualizacji dokumentu pn. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”, a następnie wypełniły ciążący na nich obowiązek przedkładając, przy piśmie z dnia 21 października 2025 r., znak: Z-289/DP-PR-WK.7113.1.2017.107, Prezesowi URE do zatwierdzenia zaktualizowany dokument pn. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)” (dalej: „Dokument” lub „TCM”) opracowany na podstawie art. 40 ust. 5 Rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Aktualizacja dokumentu pn. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)” została uzasadniona przez PSE S.A. zmianą zasad i zakresu wymienianych danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego.

W zakresie danych strukturalnych zmiany wynikają z potrzeby dostosowania zakresu danych i zasad ich wymiany do procesów w obszarze zarządzania systemem elektroenergetycznym i obejmują w szczególności: (i) aktualizację zakresu danych strukturalnych modułów wytwarzania energii (MWE) oraz danych i informacji o elementach sieciowych, (ii) zmianę schematu przekazywania danych – podmioty zobowiązane do przekazywania danych strukturalnych przekazują je do operatora systemu, do którego sieci są przyłączeni.

W zakresie danych planistycznych zmiany wynikają z potrzeby dostosowania zakresu i zasad wymienianych danych planistycznych do wymagań wynikających z planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE, w tym w zakresie spełniania warunków bezpiecznej pracy KSE i obejmują w szczególności: (i) aktualizację zakresu danych planistycznych wymienianych pomiędzy właścicielem zakładu MWE, OSD i OSP – rozszerzenie oraz aktualizacja wymienianych danych w zakresie niezbędnym do realizacji procesów planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE, (ii) zmianę schematu przekazywania danych planistycznych – podmioty zobowiązane do przekazywania danych planistycznych przekazują je do operatora systemu, do którego sieci są przyłączeni, (iii) zmianę rozdzielczości planów pracy MWE z 1 godziny na 15 minut (okres rozliczania energii bilansującej).

Z analogicznych powodów są dokonywane zmiany w zakresie przekazywania danych czasu rzeczywistego, które w szczególności wprowadzają obowiązek przekazywania w przypadku MWE typu C i B, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub energia promieniowania słonecznego – odpowiednio pomiarów prędkości wiatru i pomiarów promieniowania słonecznego, a także temperatury powietrza z miejsca, w którym zlokalizowane są te MWE.

Publikując na stronie internetowej PSE S.A. Dokument pn. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)” wraz z zaproszeniem do zgłaszania uwag, a następnie rozpatrując i odpowiednio uwzględniając te uwagi w Dokumencie przedłożonym do zatwierdzenia, krajowy operator systemu przesyłowego dopełnił obowiązku sformułowanego w art. 40 ust. 5 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, polegającego na opracowaniu tych zasad w porozumieniu z OSD i znaczącymi użytkownikami sieci.

Po zapoznaniu się z przedłożonym Dokumentem Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedstawienia tabelarycznego zestawienia wszystkich zmian wprowadzonych w przedłożonym do zatwierdzenia Dokumencie w odniesieniu do aktualnie obowiązującej wersji tego dokumentu wraz z uzasadnieniem potrzeby wprowadzenia tych zmian.

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, PSE S.A. przedstawiły tabelaryczne zestawienie zmian wprowadzonych w przedłożonym do zatwierdzenia Dokumencie w odniesieniu do aktualnie obowiązującej wersji tego Dokumentu wraz z krótkim uzasadnieniem potrzeby wprowadzenia tych zmian.

Po przeprowadzeniu szczegółowej analizy poszczególnych zapisów zawartych w przedłożonym Dokumencie oraz przedstawionego uzasadnienia wprowadzonych zmian, Prezes URE wezwał PSE S.A. do dokonania korekt i uzupełnień w tym Dokumencie oraz przedstawienia stosownych wyjaśnień we wskazanych kwestiach. Zgłoszone uwagi ogólne dotyczyły: (i) budowy dedykowanego systemu informatycznego OSP służącego do wymiany i zarządzania danymi strukturalnymi i planistycznymi, składającego się z Portalu Wymiany Danych Strukturalnych (PWDS) i Portalu Wymiany Danych Planistycznych (PWDP), wraz ze szczegółowym harmonogramem realizacyjnym, uwzględniającym jego wszystkie istotne zmiany, (ii) realizacji postanowień art. 43 ust. 1 i 2 w związku z art. 44 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, w tym określenia obszaru obserwowalności systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego koniecznego dla OSP w celu dokładnego i efektywnego określenia stanu systemu, (iii) zakresu danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego wykraczających poza obszar zdefiniowany w przepisach Rozporządzenia (UE) 2017/1485, z wyszczególnieniem podmiotów podlegających przekazywaniu danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego, oraz (iv) potwierdzenia, że zakres wymiany danych określony w przedłożonym Dokumencie jest zgodny z wymogami rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. *ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci* (Dz. U. UE L 112/1) (dalej: „Rozporządzenie (UE) 2016/631”) oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. *ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru* (Dz. U. UE L 223/10) (dalej: „Rozporządzenie (UE) 2016/1388”). Zgłoszone uwagi szczegółowe dotyczyły m.in.: (i) wyjaśnienia potrzeby zmiany definicji: moc dyspozycyjna elektrowniana i moc dyspozycyjna sieciowa, (ii) szczegółowego opisu procesu definiowania agregatów, w szczególności zasad współpracy OSDp z OSP w tym zakresie, (iii) uzasadnienia dla zakresu danych i informacji wymaganych dla właścicieli zakładów z synchronicznymi MWE typu B, (iv) nie uwzględnienia kwestii zapewnienia przez OSP pozyskiwania obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w jego posiadaniu (jak ma to miejsce dla OSD), (v) sposobu przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSDp i OSDn przy uwzględnieniu funkcjonalności i możliwości systemów SCADA OSDp i OSDn, (vi) kwestii obserwowalności pracy MWE wytwarzających energię elektryczną z wykorzystaniem różnych źródeł energii pierwotnej (energia wiatru lub energia promieniowania słonecznego), oraz (vii) szeregu uwag szczegółowych do poszczególnych punktów Dokumentu oraz uwag o charakterze redakcyjnym i porządkującym. PSE S.A. zostały również wezwane do przedstawienia informacji o terminie planowanego uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego PWDS, a także informacji o spotkaniach/szkoleniach, które umożliwiłyby wszystkim zainteresowanym i zobowiązanym OSD i SGU zapoznanie się z zasadami i sposobem przekazywania danych za pomocą PWDS oraz PWDP.

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, PSE S.A. pismem z dnia 30 stycznia 2026 r. przekazały skorygowany Dokument udzielając wyjaśnień na poszczególne punkty wezwania. OSP nie uwzględnił w całości uwag zgłoszonych przez Prezesa URE.

Odnosząc się do kwestii budowy Portalu Wymiany Danych Strukturalnych, PSE S.A. wyjaśniły, że projekt mający na celu wdrożenie portalu PWDS został uruchomiony 1 czerwca 2024 r., a obecny harmonogram wdrożenia portalu PWDS zakłada uruchomienie produkcyjnej aplikacji od 1 lipca 2026 r. W trakcie realizacji projektu koncepcja rozwiązania i stan zaawansowania prac były przedstawiane przedstawicielom OSD. Portal PWDS będzie umożliwiał przekazywanie danych

strukturalnych w sposób automatyczny, bezpośrednio z baz danych podmiotów objętych obowiązkiem przekazywania danych strukturalnych, poprzez kanał B2B. Będzie on również wyposażony w interfejs użytkownika, pozwalający na ręczne wprowadzenie wymaganych danych, co pozwoli podmiotom na uniknięcie kosztów związanych z budową systemów IT wspomagających przekazywanie danych. Natomiast Portal Wymiany Danych Planistycznych służący do wymiany danych planistycznych, zdefiniowanych w obowiązującym dokumencie „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*” został uruchomiony przez PSE S.A. w dniu 1 stycznia 2021 r. Korzystanie z portalu PWDP wymaga od podmiotów przekazujących dane do OSP zarejestrowania się jako partner biznesowy OSP w Portalu Partnera Biznesowego (PPB) i uzyskania identyfikatora partnera biznesowego. Portal PPB, z wykorzystaniem bezpiecznego modułu uwierzytelniającego, udostępnia reprezentantom partnerów biznesowych interfejs portalu PWDP, służący do wymiany danych planistycznych obejmujących dane dotyczące prognozowanych mocy dyspozycyjnych i planowanej generacji mocy czynnej modułów wytwarzania energii. Wdrożenie procesu wymiany danych planistycznych zgodnie z postanowieniami Dokumentu będzie wymagało modernizacji portalu PWDP, w szczególności w zakresie rozdzielczości przekazywanych danych planistycznych (15 minut) i ich zakresu. Nowy portal PWDP będzie umożliwiał przekazywanie danych planistycznych w sposób automatyczny, bezpośrednio z baz danych podmiotów objętych obowiązkiem przekazywania danych planistycznych, poprzez kanał B2B.

Mając na uwadze, że wdrożenie nowych zasad przekazywania danych strukturalnych oraz planistycznych wymaga od użytkowników systemu dostosowania używanych przez nich aplikacji/systemów, OSP w dniu 22 grudnia 2025 r. na swojej stronie internetowej zamieścił komunikat informujący o opublikowaniu na tej stronie roboczej wersji standardów technicznych dla kanału wymiany danych B2B (dalej: „Specyfikacja API”), dotycząca m.in. strumienia danych strukturalnych oraz strumienia danych planistycznych. W opublikowanym komunikacie zamieszczono informację, że z uwagi na trwający proces zatwierdzania Dokumentu oraz Karty aktualizacji nr 3/CK-3/2025 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) OSP dopuszcza możliwość modyfikacji udostępnionej Specyfikacji API. Po zatwierdzeniu tych dokumentów przez Prezesa URE, OSP opublikuje Specyfikację API, która będzie implementowana i uruchomiona, zgodnie z postanowieniami IRiESP, proces konsultacji wymagań w niej zawartych. Ponadto PSE S.A. zaznaczyły, że we wnioskach o zmianę decyzji Prezesa URE dotyczących dokumentów określających nowe wymagania dotyczące przekazywania danych strukturalnych i planistycznych, OSP wnosił o ustalenie terminu wejścia w życie zmian na pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego następującego po upływie 9 (dziewięciu) miesięcy kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki decyzji Prezesa URE.

W odniesieniu do kwestii realizacji postanowień art. 43 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485 PSE S.A. poinformowały, że wypełnienie obowiązku określonego w tym artykule, dotyczącego dokładnego i efektywnego określenia stanu systemu w oparciu o metodę opracowaną zgodnie z art. 75 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, wymaga pozyskania danych: strukturalnych dotyczących elementów sieciowych o napięciu 110 kV i wyższym, strukturalnych dotyczących MWE typu D, C i B, dotyczących łącznej zagregowanej mocy zainstalowanej MWE typu A, planistycznych dotyczących MWE typu D, C i B, czasu rzeczywistego dotyczących sieci o napięciu 110 kV i wyższym oraz dotyczących MWE typu D, C i B. Artykuł 75 Rozporządzenia (UE) 2017/1485 określa zasady skoordynowanych analiz bezpieczeństwa na poziomie regionów *Capacity Calculation Region*. Na potrzeby tego procesu OSP przekazuje model sieci odwzorowujący sieć o napięciu 400 kV i 220 kV oraz sieć o napięciu 110 kV w postaci ekwiwalentu zawierającego agregaty generacji przyłączonej do sieci 110 kV, który zapewnia poprawność rozptyłów w stanach awaryjnych OSP. Jednocześnie PSE S.A. wskazały, że metoda określona w art. 40 ust. 5 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, określać ma zakres danych, których wymiana ma na celu spełnienie wymogów,

o których mowa m.in. w art. 41 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485. Zgodnie z wymogiem art. 41 ust. 1 lit. h Rozporządzenia (UE) 2017/1485, sąsiedni OSP zobowiązani są do wymieniać się informacjami strukturalnymi dotyczącymi ich obszaru obserwowalności w zakresie granic bezpieczeństwa pracy określonych przez każdego OSP zgodnie z art. 25 Rozporządzenia (UE) 2017/1485. Dla określenia granic bezpieczeństwa pracy dla każdego elementu systemu przesyłowego, o którym mowa w art. 25 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, niezbędne jest pozyskanie przez OSP zakresu danych strukturalnych określonego w Dokumencie, w szczególności z tego powodu, że zdefiniowany w Dokumencie zakres danych strukturalnych pozwala na zbudowanie modelu utrzymywanego w systemie SCADA OSP, w którym wszystkie obiekty powinny być opomiarowane w czasie rzeczywistym. PSE S.A. potwierdziły, że zakres danych określony w przedłożonym Dokumencie jest zgodny z przepisami Rozporządzenia (UE) 2017/1485, nie tylko zawartymi w art. 43 - 44, ale również m.in. w art. 41 tego rozporządzenia. Ponadto sposób realizacji przez OSP postanowień art. 43 ust. 1 i 2 Rozporządzenia (UE) 2017/1485 jest taki sam w Dokumencie jak i w obecnie obowiązującym dokumencie „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”.

Odnosząc się do kwestii zakresu danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego wykraczających poza obszar zdefiniowany w przepisach Rozporządzenia (UE) 2017/1485 PSE S.A. poinformowały, że w przedstawionym do zatwierdzenia Dokumencie zakres przekazywanych danych:

- strukturalnych dotyczących MWE typu B, C lub D, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, mieści się w kategoriach danych określonych w art. 48 ust. 1 lit. od a) do i) Rozporządzenia (UE) 2017/1485,
- planistycznych dotyczących MWE typu B, C lub D, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, mieści się w kategoriach danych określonych w art. 49 od a) do c) Rozporządzenia (UE) 2017/1485,
- czasu rzeczywistego dotyczących MWE typu B, C lub D, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, mieści się w zakresie danych wynikającym z art. 50 Rozporządzenia (UE) 2017/1485.

OSP potwierdził, że zakres wymiany danych określony w przedłożonym Dokumencie jest zgodny z wymogami Rozporządzenia (UE) 2016/631 oraz Rozporządzenia (UE) 2016/1388 w stosunku do podmiotów podlegających tym rozporządzeniom, a także z wymogami stawianymi w wydawanych przez OSP warunkach przyłączenia do sieci przesyłowej.

W kwestii zmiany definicji mocy dyspozycyjnej elektrownianej i mocy dyspozycyjnej sieciowej PSE S.A. wyjaśniły, że zmiana definicji odpowiednio: (i) „*moc dyspozycyjna elektrowniana*” ma charakter porządkowy i poprawiający czytelność Dokumentu, a nowa definicja opiera się na definicji mocy dyspozycyjnej, która jest wykorzystywana w innych dokumentach, m.in. w IRiESP, (ii) „*moc dyspozycyjna sieciowa*” ma charakter porządkowy i poprawiający czytelność Dokumentu, a wprowadzona zmiana doprecyzowuje, że ubytki sieciowe zawężające zakres pracy MWE mogą występować zarówno po stronie OSD jak i OSP.

OSP przedstawił opis procesu definiowania agregatów, z którego wynika, że w procesie definiowania agregatów czasu rzeczywistego OSP i OSD na bieżąco współpracują ze sobą wymieniając się informacjami dotyczącymi: (i) potrzeb indywidualnego odwzorowania MWE w modelach KSE, oraz (ii) opomiarowania poszczególnych MWE w czasie rzeczywistym. Zgodnie z tymi informacjami agregowane są odpowiednie dane strukturalne, planistyczne i czasu rzeczywistego MWE wchodzących w skład tych agregatów, przy czym z punktu widzenia planowania i prowadzenia ruchu KSE istotne jest zachowanie spójności pomiędzy danymi

planistycznymi a danymi czasu rzeczywistego poszczególnych agregatów (w skład tych agregatów muszą wchodzić te same MWE). Z przekazanych informacji wynika również, że na potrzeby budowy modeli analitycznych KSE MWE typu C i B mogą być agregowane, przy czym indywidualne odwzorowanie wybranych MWE typu C i B w modelu KSE, będzie dotyczyło MWE przyłączonych do stacji 110/SN po stronie SN (MWE przyłączone po stronie 110 kV są z definicji klasyfikowane jako D i zawsze są w modelu KSE odwzorowane indywidualnie).

Odnośnie przedstawienia uzasadnienia dla zakresu danych i informacji wymaganych dla właścicieli zakładów z synchronicznymi MWE typu B, OSP wyjaśnił, że mając na uwadze uwagę zgłoszoną przez interesariuszy w procesie konsultacji Dokumentu, zoptymalizował zakres danych dla MWE typu B, m.in. poprzez usunięcie danych dla generatorów, parametrów regulatora napięć, mocy dostarczonej po synchronizacji oraz zdolności do wzrostu mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-U). Pozostałe dane pozostawiono w zakresie określonym Dokumentem, ponieważ są one ważne w procesie planowania pracy sieci, tj. w zarządzaniu mocą bierną czy pozyskiwaniu danych niezbędnych do prognozowania źródeł OZE. Jednocześnie OSP potwierdził, że wymagania określone w Dokumencie dla MWE typu B są zgodne z Rozporządzeniem (UE) 2016/631.

OSP wyjaśnił, że dane czasu rzeczywistego przekazywane przez OSDn do OSDp mogą być pozyskiwane z systemu SCADA OSDn i przekazywane do systemu SCADA OSDp. W szczególności, w zależności od rozległości sieci OSDn, dane do systemu SCADA OSDp mogą być pozyskiwane bezpośrednio z obiektów lub innych systemów komputerowych przetwarzających dane czasu rzeczywistego z obszaru sieci OSDn. Ponadto OSP poinformował, że postanowienia Dokumentu nie narzucają sposobu pozyskiwania danych czasu rzeczywistego przez OSDp od OSDn. Funkcjonalności wymiany danych czasu rzeczywistego systemów SCADA OSDp i OSDn wykorzystywane w zakresie wynikającym z obecnie obowiązującego dokumentu *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”* są wystarczające dla wymiany danych wynikających z postanowień pkt 5. Dokumentu. Zdefiniowany zakres wymiany danych określony w pkt 5. Dokumentu nie wymaga żadnych nowych funkcjonalności czy możliwości istniejących systemów SCADA OSDp i OSDn do ich pozyskiwania.

W odniesieniu do kwestii obserwowalności pracy MWE wytwarzających energię elektryczną z wykorzystaniem różnych źródeł energii pierwotnej (energia wiatru lub energia promieniowania słonecznego) OSP wyjaśnił, że pozyskanie składowych pomiarów czasu rzeczywistego MWE wykorzystujących różne źródła energii pierwotnej jest niezbędne dla poprawności funkcjonowania procesu prognozowania potencjału i generacji tego typu źródeł, gdzie prognozy potencjału i generacji są tworzone oddzielnie, dla każdego źródła energii pierwotnej. W ocenie OSP obecnie obserwowalność tych źródeł w systemie SCADA jest daleko niewystarczająca. Pozyskanie składowych pomiarów czasu rzeczywistego MWE wykorzystujących różne źródła energii pierwotnej jest niezbędne z uwagi na zasadę wynikającą z art. 40 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, zgodnie z którym wymiana i dostarczanie danych i informacji musi odpowiadać w możliwie najszerszym zakresie rzeczywistej i prognozowanej sytuacji systemu przesyłowego. Brak odrębnego opomiarowania w istotny sposób ogranicza możliwość określenia prognozowanej sytuacji systemu przesyłowego.

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, PSE S.A. wprowadziły również korekty w Dokumencie oraz zmiany redakcyjne wynikające z weryfikacji Dokumentu w związku z tym wezwaniem. Między innymi: (i) w Dokumencie doprecyzowano zasady przekazywania danych strukturalnych dotyczących MWE mając na uwadze wymagania określone w rozporządzeniu 2016/631 dotycząc nowych i modernizowanych modułów wytwarzania energii. W tym celu dodany został nowy punkt (3.1.8.), w którym wskazano, iż w przypadku gdy przekazanie określonej danej strukturalnej dotyczącej MWE nie jest możliwe z uwagi na brak posiadania przez ten MWE zdolności wymaganej

zapisami Rozporządzenia (UE) 2016/631, z tego powodu, że do tego MWE nie stosuje się wymogu Rozporządzenia (UE) 2016/631 do posiadania tej zdolności, to w stosunku do takiego MWE nie stosuje się obowiązku przekazania tej danej strukturalnej, oraz (ii) w załączniku nr 7 Dokumentu wykreślono przypis 4 w brzmieniu: „*Moc zainstalowana PPM typu FW i PV jest interpretowana zgodnie z informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 44/2016 w sprawie stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej”*”.

Pismem z dnia 17 lutego 2026 r. PSE S.A. przesłały uzupełnienie odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE z dnia 15 stycznia 2026 r. w zakresie zgodności poszczególnych danych i podmiotów przekazujących dane strukturalne, planistyczne i czasu rzeczywistego zdefiniowanych w Dokumencie z postanowieniami Rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Prezes URE uznał przedstawione wyjaśnienia, korekty i uzupełnienia za niewystarczające i pismem z dnia 17 lutego 2026 r., ponownie wezwał PSE S.A. do dokonania uzupełnień w złożonym wniosku oraz przedstawienia dodatkowych wyjaśnień.

W piśmie tym Prezes URE wezwał PSE S.A. do wprowadzenia stosownych korekt w Dokumencie oraz potwierdzenia w podziale na dane strukturalne, grafikowe oraz czasu rzeczywistego, iż zmodyfikowany zakres danych przedstawiony do zatwierdzenia Prezesowi URE jest niezbędny OSP do realizacji zadań określonych w art. 40 ust. 5 Rozporządzenia (UE) 2017/1485. Jednocześnie Prezes URE wezwał PSE S.A. do uzupełnienia uprzednio przedstawionych wyjaśnień w zakresie: (i) ujęcia obiektów na SN i nN w modelu utrzymywanego w systemie SCADA OSP, w którym wszystkie obiekty powinny być opomiarowane w czasie rzeczywistym, (ii) potrzeby zbierania danych o mocy dyspozycyjnej mierzonej na zaciskach MWE, (iii) ustalonych zasad agregacji MWE w obszarze danych grafikowych i czasu rzeczywistego (bliżej nieokreślone agregaty), (iv) praktycznych możliwości OSD realizacji obowiązku przekazywania danych pomiarowych ze stacji 110/SN, które obecnie nie są w pełni opomiarowane, a także (v) możliwości pozyskiwania (z wykorzystaniem urządzeń do komunikacji z OSD) od wszystkich MWE typu B danych czasu rzeczywistego zgodnie z zapisami Dokumentu po jego wejściu w życie.

W odpowiedzi na ww. wezwanie Prezesa URE, PSE S.A. pismem z dnia 27 lutego 2026 r. przekazały skorygowany Dokument udzielając wyjaśnień na poszczególne punkty tego wezwania.

PSE S.A. potwierdziły, że dane strukturalne, planistyczne oraz czasu rzeczywistego objęte Dokumentem, którego postanowienia zweryfikowano i zmodyfikowano w wyniku wezwań Prezesa URE, uwzględniając w szczególności wymóg art. 40 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, zgodnie z którym wymieniane dane muszą odpowiadać w możliwie najszerszym zakresie rzeczywistej i prognozowanej sytuacji systemu przesyłowego, oraz wymagania metodyk przyjętych na podstawie Rozporządzenia (UE) 2017/1485 jak i biorąc pod uwagę przewidywane uwarunkowania funkcjonowania KSE, są niezbędne do realizacji zadań OSP określonych w Rozporządzeniu (UE) 2017/1485. Jednocześnie PSE S.A. przedstawiły szczegółowe uzasadnienie w podziale na dane strukturalne, planistyczne oraz czasu rzeczywistego.

PSE S.A. uzupełniły uprzednio przedstawione wyjaśnienia dotyczące ujęcia obiektów na SN i nN w modelu SCADA OSP informując, że zdefiniowany w Dokumencie zakres pozyskiwanych danych czasu rzeczywistego pozwala na zbudowanie modelu utrzymywanego w systemie SCADA OSP. W modelu tym odwzorowane są wszystkie rozdzielnie o napięciu 110 kV, 220 kV i 400 kV oraz wszystkie pomiary mocy czynnych i biernych, prądów oraz napięć ze wszystkich pól tych rozdzielni. W modelu odwzorowane są także linie elektroenergetyczne o napięciu 110 kV, 220 kV i 400 kV, urządzenia do kompensacji mocy biernej przyłączone do uzwojenia SN transformatorów o górnym napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz transformatory NN/110 kV i 110 kV/SN wraz z wymaganymi

postanowieniami pkt 5. Dokumentu pomiarami ich dotyczącymi. Model odwzorowuje również stany przełączników zaczepów transformatorów oraz stany położenia łączników. Ponadto model SCADA OSP odwzorowuje w sposób indywidualny MWE przyłączone do sieci o napięciu 110 kV, 220 kV i 400 kV (są to MWE typu D) wraz z wymaganymi postanowieniami pkt 5. Dokumentu pomiarami ich dotyczącymi. W modelu po dolnej stronie transformatora 110 kV/SN odwzorowane są także MWE typu C i B przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

Odnosnie kwestii dot. potrzeby zbierania danych o mocy dyspozycyjnej mierzonej na zaciskach MWE PSE S.A. wyjaśniły, że obowiązkiem przekazania podlegają prognozowane wartości maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych elektrownianych netto MWE, a więc zgodnie z definicją zawartą w pkt 2.1.3. Dokumentu – w miejscu przyłączenia. W Dokumencie nie został zdefiniowany obowiązek przekazywania informacji o mocy dyspozycyjnej mierzonej na zaciskach MWE. W celu uniknięcia pomyłek interpretacyjnych OSP w Dokumencie odpowiednio zmodyfikował definicję mocy dyspozycyjnej elektrownianej i mocy dyspozycyjnej sieciowej.

W odniesieniu do ustalonych zasad agregacji MWE w obszarze danych graficznych i czasu rzeczywistego PSE S.A. poinformowały, że zgodnie z postanowieniami Dokumentu, dane planistyczne będą pozyskiwane od poszczególnych MWE typu D, C i B – postanowienia Dokumentu w odniesieniu do tych kategorii danych nie zakładają możliwości ich agregacji. Natomiast na potrzeby wymiany danych czasu rzeczywistego będzie możliwość agregowania przez OSDp MWE przyłączonych do sieci SN i nN na obszarze sieci tego OSDp/OSDn. Dokument określa następujące zasady agregacji: (i) agregowania wybranych MWE dokonuje OSDp w uzgodnieniu z OSP, (ii) OSP przekazuje OSDp wykaz MWE typu C i B, które nie mogą być agregowane, (iii) agregaty mogą być tworzone z MWE typu C i B spełniających jednocześnie następujące warunki: agregowane MWE typu C i B są przyłączone do sieci SN lub nN, które są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN, a także agregowane MWE typu C i B wykorzystują do wytwarzania energii elektrycznej podstawowe źródło energii pierwotnej należące do tej samej grupy źródeł energii pierwotnej, oraz (iv) OSDp przekazuje do OSP identyfikator ICCP (TASE.2) pomiaru MWE typu D, C i B lub agregatu.

W kwestii praktycznych możliwości OSD realizacji obowiązku przekazywania danych pomiarowych ze stacji 110/SN, które obecnie nie są w pełni opomiarowane, PSE S.A. poinformowały, że systemy OSDp posiadają odpowiednie zdolności do realizacji tego obowiązku – funkcjonalności tych systemów SCADA są wystarczające do przekazywania danych. Jednocześnie PSE S.A. zwróciły uwagę, że dane te są obecnie przekazywane przez OSDp, przy czym w dalszym ciągu nie wszystkie trójzwojeniowe transformatory 110 kV/SN są opomiarowane w wymaganym zakresie.

W odniesieniu do możliwości pozyskiwania od wszystkich MWE typu B danych czasu rzeczywistego zgodnie z zapisami Dokumentu PSE S.A. poinformowały, że doprecyzowały zasady przekazywania danych czasu rzeczywistego dotyczących wszystkich MWE mając na uwadze wymagania określone w Rozporządzeniu (UE) 2016/631, które dotyczą nowych i modernizowanych MWE. Zgodnie z nowym brzmieniem pkt. 5.1.1.5. Dokumentu, *jeżeli przekazanie określonej danej czasu rzeczywistego dotyczącej MWE nie jest możliwe z uwagi na brak posiadania przez ten MWE zdolności wymaganej NC RfG, z tego powodu, że do tego MWE nie stosuje się wymogu NC RfG do posiadania tej zdolności, to w stosunku do takiego MWE nie stosuje się obowiązku przekazania tej danej czasu rzeczywistego.*

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, PSE S.A. wprowadziły również korekty w Dokumencie oraz zmiany redakcyjne wynikające z weryfikacji Dokumentu w związku z tym wezwaniem. Doprecyzowane zostały zasady agregowania przez OSDp wybranych MWE w uzgodnieniu z OSP (pkt. 2.5. Dokumentu). Ponadto wprowadzone zostały korekty i uzupełnienia Dokumentu, m.in.:

(i) przeredagowano pkt. 2.4. Dokumentu w taki sposób, aby w przypadku gdy dany OSDn₁ nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią OSDp, mógł on przekazywać dane za pośrednictwem innego OSDn₂ z którego siecią jest połączony (który z kolei jest przyłączony do nadrzędnego OSDp), (ii) w odpowiednich punktach Dokumentu wykreślono zapisy w brzmieniu: „przedsiębiorstw energetycznych”, (iii) przeredagowano punkty 4.4.3.1. i 4.1.2.1. Dokumentu – w wyniku tych zmian dane planistyczne przekazywane do OSP dotyczą układów pracy sieci o napięciu 110 kV i wyższym, a nie układów pracy sieci dystrybucyjnej, co oznacza, że do OSP będą przekazywane układy pracy sieci o napięciu 110 kV i wyższym należące do właścicieli zakładu, odbiorców, OSDp i OSDn, (iv) uzupełniono pkt 5.1.2.2.(2) Dokumentu, poprzez dodanie po wyrazach „...będących w jego posiadaniu” zapisu w brzmieniu: „, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.”, oraz (v) zmieniono zapisy pkt. 5.4.3. Dokumentu dotyczące MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub energia promieniowania słonecznego – w zakresie przekazywania pomiarów prędkości wiatru i pomiarów promieniowania słonecznego, a także temperatury powietrza z miejsca, w którym zlokalizowane są te MWE – jeżeli pomiary te są dostępne.

Prezes URE dotychczas przedstawione wyjaśnienia, korekty i uzupełnienia uznał za niewystarczające i pismem z dnia 18 marca 2026 r., ponownie wezwał PSE S.A. do wprowadzenia stosownych korekt w Dokumencie oraz uzupełnienia przedstawionych wyjaśnień.

W piśmie tym Prezes URE wezwał PSE S.A. do usunięcia z Dokumentu zapisów odnoszących się do pomiarów mocy brutto dla MWE – z uwagi na nowe brzmienie definicji mocy dyspozycyjnej elektrownianej netto oraz wyjaśnienia przedstawionego przez PSE S.A. w piśmie z dnia 27 lutego 2026 r., iż w obowiązującym dokumencie „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE” pozyskiwane dane o dyspozycyjności poszczególnych MWE dotyczą wyłącznie mocy dyspozycyjnych elektrownianych netto”. Jednocześnie Prezes URE wezwał PSE S.A. do wyjaśnienia m.in. kwestii: (i) proponowanych zmian w zakresie braku agregacji w odniesieniu do danych strukturalnych i danych planistycznych, w szczególności odpowiedzi na pytanie – czy zmieniała się lub planowana jest zmiana sposobu budowy modeli KSE, (ii) sposobu wykorzystania przez OSP danych czasu rzeczywistego dotyczących np.: temperatury modułów w fotowoltaicznych dla MWE, kierunku wiatru, temperatury powietrza dla MWE typu B, (iii) wykorzystywania danych o pomiarach natężenia promieniowania słonecznego dla instalacji PV do wyznaczania wolumenu redysponowanej energii i wartości rekompensaty w przypadku redysponowania nierynkowego instalacji PV, oraz (iv) realizowania obowiązków przekazywania danych w przypadku stacji/transformatorków 110 kV/SN, które nie są opomiarowane. Dodatkowo, w związku z pojawiającymi się wątpliwościami właścicieli MWE odnośnie ich obowiązków, w piśmie tym Prezes URE wezwał PSE S.A. do rewizji zapisów Dokumentu w zakresie realizacji obowiązków MWE, w szczególności MWE typu B, które nie mają możliwości wprowadzania energii do sieci (np. zapisy umowne zakazujące wprowadzania energii do sieci).

Pismem z dnia 25 marca 2026 r. PSE S.A. uzupełniły wniosek przedstawiając uzasadnienie potrzeby posiadania pomiarów mocy brutto MWE z perspektywy wymogów dotyczących ogólnego zarządzania systemem wskazując, iż pomiary mocy brutto i netto dla tego typu jednostek umożliwiają weryfikację poprawności pozyskiwanych danych oraz stanowią ich redundancję, co bezpośrednio przekłada się na bezpieczeństwo pracy KSE, nadrzędny proces regulacji napięcia realizowany jest przez układy ARNE/ARST przy wykorzystaniu wartości brutto z uwagi na dostęp do aktualnego obszaru pracy MWE wyrażonego charakterystyką P/Q odniesionej do mocy generowanej na zaciskach generatora (moc brutto), przy ocenie warunków stabilności systemu zarówno *close-to real time* jak i *off-line* wykorzystuje się moce brutto, oraz (iii) wykorzystanie pomiarów mocy brutto w sytuacjach awaryjnych do określenia - czy MWE przeszedł do pracy na potrzeby własne czy został odstawiony.

W odniesieniu do kwestii proponowanych zmian w zakresie braku agregacji w odniesieniu do danych strukturalnych PSE S.A. poinformowały, że zgodnie z postanowieniami Dokumentu, jak również z postanowieniami obecnie obowiązującego dokumentu „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*”, dane strukturalne nie są agregowane. Natomiast dane planistyczne będą pozyskiwane dla poszczególnych MWE typu B, C i D, a nie dla ich agregatów. Umożliwi to OSP agregowanie danych tych modułów zgodnie z potrzebami wynikającymi z budowy modeli sieci. Oznacza to, że w Dokumencie odstąpiono od pozyskiwania zagregowanych danych planistycznych MWE typu B i C, które zgodnie z obecnie obowiązującym dokumentem „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*” są przekazywane do OSP przez OSDp w postaci zagregowanej.

PSE S.A. wskazały, że pomiary wielkości meteorologicznych w czasie rzeczywistym (temperatury powietrza, kierunku i prędkości wiatru) służą do wyznaczenia prognoz generacji i estymat generacji źródeł OZE. Wyznaczone w ten sposób prognozy generacji i estymaty generacji źródeł OZE będą wykorzystywane w procesie skoordynowanych analiz bezpieczeństwa pracy systemu, regulowanego art. 72 i nast. SO GL. Brak lub niewystarczająca liczba pomiarów wielkości meteorologicznych, pozyskiwanych bezpośrednio ze źródeł OZE, skutkuje trudnym do oszacowania błędem prognozowanej generacji tych źródeł, w szczególności źródeł, dla których te dane nie są przekazywane. Jednocześnie PSE S.A. wyjaśniły, że dane o pomiarach natężenia promieniowania słonecznego w czasie rzeczywistym dla instalacji PV nie są wykorzystywane do wyznaczania wolumenu redysponowanej energii i wartości rekompensaty w przypadku redysponowania nierynkowego instalacji PV.

W kwestii realizowania obowiązków przekazywania danych w przypadku stacji/transfornatorów 110 kV/SN, które nie są opomiarowane PSE S.A. zwróciły uwagę, że opomiarowanie transformatorów w zakresie umożliwiającym przekazywanie danych czasu rzeczywistego zgodnie z zapisami Dokumentu jest niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci oraz całego KSE. Aby bezpieczeństwo KSE mogło być monitorowane, nadzorowane i utrzymywane przez operatorów systemu, niezbędny jest dostęp do informacji o bieżącej pracy sieci oraz przyłączonych do niej zasobów. Zapewnienie obserwowalności w czasie rzeczywistym zasobów KSE jest obecnie jednym z podstawowych zadań realizowanych przez operatorów systemu.

PSE S.A. przedstawiły swoje stanowisko odnośnie ewentualnej zmiany (zmniejszenia) obowiązków MWE, w szczególności MWE typu B, które nie mają możliwości wprowadzania energii do sieci. W opinii PSE S.A. zachowanie zgodności z przepisami prawa Unii Europejskiej wymaga, aby Dokument nie wprowadzał wyjątku od obowiązku przekazywania danych dla właścicieli zakładów wytwarzania energii z MWE, które są przyłączone do sieci przesyłowej albo dystrybucyjnej, ale nie mają możliwości wprowadzania energii do sieci (dalej: „MWE auto-konsumpcyjne”).

PSE S.A. zwróciły również uwagę, że zgodnie z art. 40 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, wymiana i dostarczanie danych i informacji na podstawie części II, tytuł 2 Rozporządzenia (UE) 2017/1485 musi odpowiadać w możliwie najszerszym zakresie rzeczywistej i prognozowanej sytuacji systemu przesyłowego. Dane o MWE auto-konsumpcyjnym są relewantne dla oceny sytuacji systemu elektro-energetycznego ze względu na zależność pomiędzy ruchem MWE auto-konsumpcyjnego a zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego: czym więcej energii elektrycznej MWE auto-konsumpcyjny wygeneruje, tym mniej pobierze jej z sieci jednostka odbiorcza, na której rzecz MWE auto-konsumpcyjny generuje; również odwrotnie: zaprzestanie generacji przez MWE auto-konsumpcyjny skutkować będzie zwiększeniem poboru energii elektrycznej przez jednostkę odbiorczą, na której rzecz MWE auto-konsumpcyjny generuje. Ponadto należy wskazać, że dane planistyczne o MWE auto-konsumpcyjnym pozwalają na oszacowanie zapotrzebowania na moc i energię odbiorców w KSE. Błędy w prognozie zapotrzebowania KSE

spowodowane brakiem danych planistycznych MWE auto-konsumpcyjnych będą miały wpływ na wielkość zapotrzebowania do pokrycia na rynku bilansującym oraz wymagany poziom rezerw mocy, co znacznie negatywnie wpłynie na bezpieczeństwo pracy KSE.

Pismem z dnia 8 kwietnia 2026 r., Prezes URE ponownie wezwał PSE S.A. do wyjaśnienia kwestii dotyczącej przekazywania pomiarów mocy dyspozycyjnej elektrownianej brutto – ze wskazaniem możliwych przypadków MWE, którzy nie posiadają zainstalowanych układów pomiarowych na zaciskach generatora z uwagi na brak takiego obowiązku w obowiązujących przepisach prawa, a także wyjaśnienia, czy dane dot. wielkości meteorologicznych w czasie rzeczywistym (temperatury powietrza, temperatury modułów fotowoltaicznych, prędkości wiatru oraz natężenia promieniowania słonecznego) dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub promieniowania słonecznego – będą możliwe do pozyskania w pełnym zakresie zdefiniowanym w przedłożonym do zatwierdzenia Dokumencie, oraz wyjaśnienia, jak będą realizowane zapisy Dokumentu w przypadku stacji/transfornatorów 110 kV/SN, które nie są opomiarowane po stronie SN.

W odpowiedzi na ww. wezwanie PSE S.A. przedstawiły wyczerpujące wyjaśnienia i przywołały zapisy art. 14 ust. 5 lit. d) pkt (i) Rozporządzenia (UE) 2016/631, zgodnie z którym MWE typu B, C i D muszą spełniać m.in. następujący wymóg dotyczący ogólnego zarządzania systemem w odniesieniu do wymiany informacji: zakłady wytwarzania energii z MWE typu B muszą mieć zdolność do wymiany informacji z właściwym operatorem systemu lub właściwym OSP w czasie rzeczywistym lub okresowo ze znacznikiem czasu, jak określił właściwy operator systemu lub właściwy OSP. Jednocześnie OSP zwrócił uwagę, że obowiązek wymiany pomiarów mocy brutto nie dotyczy bezwzględnie wszystkich właścicieli zakładu z MWE typu D, C lub B. Zgodnie z pkt 5.1.1.5. Dokumentu, jeżeli przekazanie określonej danej czasu rzeczywistego dotyczącej MWE nie jest możliwe z uwagi na brak posiadania przez ten MWE zdolności wymaganej Rozporządzenia (UE) 2016/631, z tego powodu, że do tego MWE nie stosuje się wymogu Rozporządzenia (UE) 2016/631 do posiadania tej zdolności, to w stosunku do takiego MWE nie stosuje się obowiązku przekazania tej danej czasu rzeczywistego. Zatem, brak jest podstaw do egzekwowania obowiązku przekazywania pomiarów mocy brutto przez właściciela zakładu z MWE, które korzystają z wyłączenia z obowiązku do przekazywania pomiarów mocy brutto na podstawie pkt 5.1.1.5. Dokumentu. Ponadto PSE S.A. zwróciły uwagę, iż zgodnie z postanowieniami pkt 2.5. Dokumentu nadal będzie możliwe tworzenie agregatów czasu rzeczywistego MWE przyłączonych do sieci SN i nN na obszarze sieci OSDp/OSDn. Agregowania wybranych MWE będzie dokonywał OSDp w uzgodnieniu z OSP, przy czym OSP będzie przekazywał OSDp wykaz MWE typu C i B, które nie mogą być agregowane.

W odniesieniu do kwestii możliwości skutecznego pozyskania danych dot. wielkości meteorologicznych w czasie rzeczywistym (temperatury powietrza, temperatury modułów fotowoltaicznych, prędkości wiatru oraz natężenia promieniowania słonecznego) dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub promieniowania słonecznego PSE S.A. zaznaczyły, że farmy wiatrowe oraz fotowoltaiczne będące MWE typu C (moc maksymalna równa 10 MW lub wyższa, ale mniejsza niż 75 MW) zaliczają się do tzw. energetyki zawodowej funkcjonującej na hurtowym rynku energii elektrycznej. MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub promieniowania słonecznego są wyposażone w zaawansowane rozwiązania SCADA do zarządzania tymi instalacjami, umożliwiające m.in. monitoring w czasie rzeczywistym i prognozowanie produkcji energii elektrycznej w oparciu o gromadzone w tych systemach dane pomiarowe dotyczące pracy modułów PV (lub turbin wiatrowych) i pomiary wielkości meteorologicznych. W ocenie OSP pomiary wielkości meteorologicznych w czasie rzeczywistym z MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru lub

promieniowania słonecznego będą możliwe do pozyskania w pełnym zakresie zdefiniowanym w przedłożonym do zatwierdzenia Dokumencie. Wskazały, iż rosnąca ilość energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnych powoduje, że praca tych sieci oraz przyłączonych do nich zasobów – wytwórców, odbiorców i magazynów energii elektrycznej – ma zasadniczy wpływ na bezpieczeństwo pracy całego KSE. Zapewnienie obserwowalności KSE stanowi obok sterowalności KSE warunek konieczny skutecznej realizacji przez operatorów systemu zadań w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci oraz całego KSE. Wyjaśniły również, że nieodzwierciedlone dotychczas w systemie SCADA OSP pomiary z transformatorów trójzwojowych 110 kV/SN są dostępne w systemach SCADA OSDp i ich przekazywanie jest stopniowo uzupełniane w ramach współpracy pomiędzy służbami OSDp i OSP. Jest to długotrwały proces, związany m.in. z pracami poszczególnych operatorów mających na celu zwiększenie obserwowalności KSE, a także z trwającymi wdrożeniami modernizacji systemów SCADA, zarówno u OSP jak i OSDp.

PSE S.A. uzasadniły potrzebę wymienianych informacji w czasie rzeczywistym, obejmujący pomiary mocy czynnych i biernych po dolnej stronie transformatorów trójzwojowych 110 kV/SN wyjaśniając, że transformator trójzwojowy posiada dwa uzwojenia wtórne, z których zasilane są sieci SN przyłączone do tych uzwojeń, to bez ww. pomiarów nie byłoby możliwe określenie mocy pobieranej (lub wprowadzanej) przez poszczególne sieci SN, przyłączone do tego transformatora, a tym samym nie byłaby zapewniona obserwowalność takiej sieci SN, niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci. Ponadto pomiary po stronie SN transformatorów trójzwojowych pozwalają na szacowanie zapotrzebowania w tych węzłach sieciowych, co umożliwia budowę godzinowych profili obciążeń węzłowych wykorzystywanych w krótko i średniookresowym procesie planowania pracy sieci.

W toku postępowania, oceniając przedłożony projekt Dokumentu, Prezes URE zwracał uwagę na stosowanie reguł określonych w art. 4 ust. 2 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, uwzględniając i respektując powierzoną właściwemu OSP odpowiedzialność w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu, z uwzględnieniem wymogów przepisów krajowych.

Prezes URE miał także na uwadze fakt, iż przedłożony Dokument stanowi aktualizację obowiązującego obecnie dokumentu zatytułowanego: *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”* i podlegał konsultacjom z użytkownikami systemu.

Zmiany wprowadzone w obecnie obowiązującym dokumencie pn. *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)”* dotyczą zmiany schematu przekazywania danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego. Podmioty zobowiązane do przekazywania tych danych przekazują je do operatora systemu, do którego sieci są przyłączeni. Ponadto aktualizowano zakres danych strukturalnych (danych i informacji o elementach sieciowych), planistycznych oraz czasu rzeczywistego (rozszerzenie oraz aktualizacja wymienianych danych w zakresie niezbędnym do realizacji procesów planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE). Dodatkowo w przypadku danych planistycznych wprowadzono zmianę rozdzielczości planów pracy MWE z 1 godziny na 15 minut (okres rozliczania energii bilansującej).

OSP ma obowiązek zapewnienia OSDp, wytwórcom i odbiorcom przyłączonym do sieci OSP, dostępu do przekazanych przez nich danych i informacji, a także dostępu do zgromadzonych przez niego danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz danych należących do OSP w zakresie w jakim te dane są im niezbędne do planowania pracy i prowadzenia ruchu sieciowego.

Biorąc pod uwagę wnioszek PSE S.A. w zakresie ustalenia terminu, od którego będzie obowiązywał Dokument oraz obowiązek OSP publikacji warunków lub metod zgodnie z art. 8 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/1485, Prezes URE ustalił termin wejścia w życie dokumentu zatytułowanego: „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)*” na pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego następującego po upływie dziewięciu miesięcy kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki niniejszej decyzji. Ustając termin, od którego będzie obowiązywał Dokument Prezes URE uwzględnił, uzasadnianą przez PSE S.A., potrzebę zapewnienia użytkownikom systemu odpowiedniego okresu na dostosowanie się do realizacji nowych zadań przez OSD, w tym w zakresie korzystania i przekazywania informacji poprzez dedykowane portale, oraz konieczność dostosowania systemów informatycznych OSD.

Mając na względzie powyższe ustalenia postanowiono orzec jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia [art. 30 ust. 2 i 3 ustawy - *Prawo energetyczne* oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. - *Kodeks postępowania cywilnego* (tekst jedn.: Dz. U. z 2026 r. poz. 468)]. Odwołanie należy przesłać na adres: Urząd Regulacji Energetyki, ul. Towarowa 25A, 00-869 Warszawa.
2. Odwołanie od decyzji Prezesa URE powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479⁴⁹ *Kodeksu postępowania cywilnego*).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1 000,00 zł, zgodnie z 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* (tekst jedn.: Dz. U. z 2025 r. poz. 1228, z późn. zm.). 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 przepisów art. 101 ustawy o *kosztach sądowych w sprawach cywilnych*, albo o przyznanie pomocy prawnej, stosownie do przepisów art. 117 ustawy - *Kodeks postępowania cywilnego*.
4. W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję (art. 127a § 1 ustawy - *Kodeks postępowania administracyjnego*). 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 ustawy - *Kodeks postępowania administracyjnego*).

5. 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 ustawy – *Kodeks postępowania administracyjnego*).

Załącznik nr 1:

Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych).

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
z upoważnienia
Anna Mielcarek
Dyrektor Departamentu Rynków
Energii Elektrycznej i Ciepła
/podpisano elektronicznie/

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł
na rachunek: 21 1030 1508 0000 0005 5000 0070

/-/ Michał Kozioł

Otrzymują:

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

Adres eDoręczeń:
AE:PL-43899-49816-SADFB-24

Zakres wymienianych danych
dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE
(metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)

Spis treści:

1. PODSTAWA PRAWNA, CEL DOKUMENTU, WEJŚCIE W ŻYCIE I WPROWADZANIE ZMIAN.	4
2. ZASADY OGÓLNE.....	6
3. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH	10
3.1. ZASADY OGÓLNE WYMIANY DANYCH STRUKTURALNYCH	10
3.2. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY OSDP A OSP	11
3.3. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	13
3.4. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D, C LUB B PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD A OSD	15
3.5. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	16
3.6. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY OSDN A OSDP	16
3.7. WYMIANA DANYCH STRUKTURALNYCH POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD O NAPIĘCIU 110 kV A TYM OSD	17
3.8. SPOSÓB PRZEKAZYWANIA DANYCH STRUKTURALNYCH DO OSP	17
4. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH	18
4.1. ZASADY OGÓLNE WYMIANY DANYCH PLANISTYCZNYCH	18
4.2. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY OSDP A OSP	18
4.3. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	20
4.4. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D, C LUB B PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD A OSD	21
4.5. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	21
4.6. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY OSDN A OSDP	22
4.7. WYMIANA DANYCH PLANISTYCZNYCH POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD O NAPIĘCIU 110 kV A TYM OSD	22
4.8. SPOSÓB PRZEKAZYWANIA DANYCH PLANISTYCZNYCH DO OSP	22
5. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO.....	23
5.1. ZASADY OGÓLNE I ZAKRES ODPOWIEDZIALNOŚCI PODMIOTÓW REALIZUJĄCYCH WYMIANĘ DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO	23
5.2. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY OSDP A OSP	25
5.3. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	27
5.4. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY WŁAŚCICIELEM ZAKŁADU Z MWE TYPU D, C LUB B PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD A OSD	29
5.5. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI PRZESYŁOWEJ A OSP	30
5.6. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY OSDN A OSDP	30
5.7. WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO POMIĘDZY ODBIORCAMI PRZYŁĄCZONYMI DO SIECI OSD O NAPIĘCIU 110 kV A TYM OSD	30
5.8. SPOSÓB PRZEKAZYWANIA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO DO OSP	31
6. ZESTAWIENIE DANYCH I INFORMACJI PRZEKAZYWANYCH DO OSP W RAMACH WYMIANY DANYCH STRUKTURALNYCH, PLANISTYCZNYCH I CZASU RZECZYWISTEGO 	32
ZAŁĄCZNIK NR 1. WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH ISTNIEJĄCYCH ELEMENTÓW SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ O NAPIĘCIU 110 kV I WYŻSZYM	40

ZAŁĄCZNIK NR 2.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH PLANOWANYCH ELEMENTÓW SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ O NAPIĘCIU 110 KV I WYŻSZYM (DANE REJESTRACYJNE)	45
ZAŁĄCZNIK NR 3.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH ISTNIEJĄCYCH SYNCHRONICZNYCH MWE	47
ZAŁĄCZNIK NR 4.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH ISTNIEJĄCYCH PPM TYPU FW	71
ZAŁĄCZNIK NR 5.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH ISTNIEJĄCYCH PPM TYPU PV ...	100
ZAŁĄCZNIK NR 6.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH MWE DOTYCZĄCYCH DANYCH TELEMTRYCZNYCH I ZDOLNOŚCI MWE DO WYKORZYSTANIA RUCHOWEGO	133
ZAŁĄCZNIK NR 7.	WYKAZ DANYCH STRUKTURALNYCH PLANOWANYCH MWE (DANE REJESTRACYJNE)	136

1. Podstawa prawna, cel dokumentu, wejście w życie i wprowadzanie zmian

- 1.1. Niniejszy dokument został opracowany przez Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”) na podstawie art. 40 ust. 5 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (dalej „SO GL”) i określa zakres wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE. Stanowi on aktualizację dokumentu pn. *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”*, zatwierdzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) decyzją nr DRE.WKP.744.1.7.2020.MKo4 z dnia 19 lutego 2021 r., który stanowił z kolei aktualizację dokumentu pn. *„Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”*, zatwierdzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) decyzją nr DRE.WOSE.7128.369.4.2018.2019.ZJ z dnia 15 marca 2019 r.
- 1.2. Celem niniejszego dokumentu jest, zgodnie z art. 40 ust. 5 SO GL, określenie w porozumieniu z OSD i SGU możliwości stosowania i zakresu wymiany danych na podstawie następujących kategorii:
 - 1.2.1. Dane strukturalne, zgodnie z art. 48 SO GL.
 - 1.2.2. Dane dotyczące grafików i prognoz, zgodnie z art. 49 SO GL.
 - 1.2.3. Dane czasu rzeczywistego, zgodnie z art. 44, 47 i 50 SO GL.
 - 1.2.4. Przepisy, zgodnie z art. 51, 52 i 53 SO GL.
- 1.3. Niniejszy dokument *Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 SO GL dot. zakresu wymienianych danych)* (dalej „TCM - zakres wymienianych danych”) obejmuje:
 - 1.3.1. Dane strukturalne dotyczące statycznych parametrów technicznych sieci, urządzeń i instalacji wytwórczych i odbiorczych oraz ich lokalizacji.
 - 1.3.2. Dane operacyjne dotyczące planowanych i realizowanych stanów pracy tych sieci, urządzeń i instalacji wytwórczych i odbiorczych, obejmujące:
 - (1) Dane planistyczne (jako dane wykorzystywane w procesach planowania pracy KSE i udostępniania zdolności przesyłowych dla wymiany międzysystemowej).
 - (2) Dane czasu rzeczywistego (jako dane wykorzystywane w procesie bieżącego prowadzenia ruchu KSE i współpracy z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych).
- 1.4. Integralną część TCM - zakres wymienianych danych stanowią następujące Załączniki:

Załącznik nr 1.	Wykaz danych strukturalnych istniejących elementów sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym.
Załącznik nr 2.	Wykaz danych strukturalnych planowanych elementów sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym (dane rejestracyjne).
Załącznik nr 3.	Wykaz danych strukturalnych istniejących synchronicznych MWE.
Załącznik nr 4.	Wykaz danych strukturalnych istniejących PPM typu FW.
Załącznik nr 5.	Wykaz danych strukturalnych istniejących PPM typu PV.
Załącznik nr 6.	Wykaz danych strukturalnych MWE dotyczących danych telemetrycznych i zdolności MWE do wykorzystania ruchowego.

Załącznik nr 7. Wykaz danych strukturalnych planowanych MWE (dane rejestracyjne).

- 1.5. OSP publikuje obowiązujący TCM - zakres wymienianych danych na swojej stronie internetowej.
- 1.6. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian TCM - zakres wymienianych danych określa art. 7 ust. 4 w związku z art. 40 ust. 5. SO GL. Poniższe postanowienia, mają charakter informacyjny i doprecyzowujący proces zmiany dokumentu.
- 1.7. Zmiana TCM - zakres wymienianych danych przeprowadzana jest poprzez opracowanie nowego dokumentu.
- 1.8. Każda zmiana TCM - zakres wymienianych danych jest poprzedzona procesem konsultacji publicznych.
- 1.9. Proces wprowadzania zmian TCM - zakres wymienianych danych obejmuje następujące działania:
 - 1.9.1. OSP opracowuje projekt nowego TCM - zakres wymienianych danych, publikując dokument na swojej stronie internetowej.
 - 1.9.2. Wraz z projektem nowego TCM - zakres wymienianych danych OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji publicznych zmian TCM - zakres wymienianych danych, miejscu i sposobie zgłaszania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
 - 1.9.3. Konsultacje publiczne trwają co najmniej jeden miesiąc od daty opublikowania projektu nowego TCM - zakres wymienianych danych.
 - 1.9.4. OSP, po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje publiczne:
 - Dokonuje analizy zgłoszonych uwag i propozycji.
 - W przypadkach dużych rozbieżności co do proponowanych rozwiązań zgłoszonych w uwagach i propozycjach, celem wypracowania porozumienia, przeprowadza jedno lub kilka roboczych spotkań z podmiotami, które zgłosiły powołane uwagi i propozycje.
 - Wnosi w uzasadnionych przypadkach własne uzupełnienia lub poprawki, w tym, gdy potrzeba ich wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki pisarskiej.
 - Opracowuje nową wersję TCM - zakres wymienianych danych, należycie uwzględniającą zgłoszone uwagi i propozycje oraz wyniki porozumienia w ramach roboczego spotkania, jeżeli było przeprowadzone.
 - Opracowuje raport z konsultacji i roboczego spotkania, jeżeli było przeprowadzone (dalej „raport”), zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia lub o przyczynach ich nieuwzględnienia oraz zestawienie własnych uzupełnień lub poprawek, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji.
 - Przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia TCM - zakres wymienianych danych, wraz z raportem oraz ewentualną informacją o uwagach zgłoszonych po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje publiczne i stanowiskiem OSP wobec tych uwag.
 - Publikuje na swojej stronie internetowej przedłożony Prezesowi URE nowy TCM - zakres wymienianych danych wraz z raportem.
 - 1.9.5. TCM - zakres wymienianych danych, niezwłocznie po jego zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie.

2. Zasady ogólne

- 2.1. Do celów TCM – Zakres wymienianych danych stosuje się następujące definicje:
- 2.1.1. „właściciel zakładu” oznacza właściciela zakładu wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 7 NC RfG, tj. osobę fizyczną lub osobę prawną będącą właścicielem zakładu wytwarzania energii.
 - 2.1.2. „odbiorca” oznacza właściciela instalacji odbiorczej.
 - 2.1.3. „moc dyspozycyjna elektrowniana netto” jest rozumiana jako moc osiągalna modułu wytwarzania energii (MWE) w miejscu jego przyłączenia do sieci.
 - 2.1.4. „moc dyspozycyjna sieciowa” rozumiana jest jako moc dyspozycyjna elektrowniana netto MWE uwzględniająca ubytki po stronie OSD lub OSP zawężające zakres pracy tego MWE.
 - 2.1.5. „zakład wytwarzania energii” oznacza zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG, tj. zakład, który przekształca energię pierwotną w energię elektryczną i który składa się z jednego MWE lub z większej liczby MWE przyłączonych do sieci w co najmniej jednym miejscu przyłączenia.
 - 2.1.6. „instalacja odbiorcza” (IO) oznacza instalację odbiorczą w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC, tj. instalację, która zużywa energię elektryczną i jest przyłączona w jednym lub kilku miejscach przyłączenia do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Instalacją odbiorczą nie jest system dystrybucyjny ani zasilanie potrzeb własnych MWE.
 - 2.1.7. „obszar sieci OSDp/OSDn” oznacza obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.
- 2.2. Do celów TCM – zakres wymienianych danych mają ponadto zastosowanie, inne niż przywołane powyżej, definicje oraz skróty i oznaczenia, o których mowa w kodeksach sieci oraz w TCM – warunki dotyczące bilansowania i Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- 2.3. Podmiot będący równocześnie właścicielem zakładu i odbiorcą w rozumieniu definicji powołanych powyżej realizuje, zgodnie z TCM – zakres wymienianych danych, obowiązki zarówno właściciela zakładu jak i odbiorcy.
- 2.4. W przypadku, gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią OSDp, to do takiego OSDn mają zastosowanie postanowienia TCM - zakres wymienianych danych dotyczące OSDn przyłączonego do sieci OSDp. OSDn nieposiadający bezpośrednich połączeń z siecią OSDp wykonuje obowiązki wynikające z postanowień TCM - zakres wymienianych danych za pośrednictwem OSDn, z którego siecią ma bezpośrednie połączenie.
- 2.5. Na potrzeby budowy modeli KSE czasu rzeczywistego dopuszcza się agregowanie przez OSDp MWE przyłączonych do sieci SN i nN na obszarze sieci OSDp/OSDn. Agregowania wybranych MWE dokonuje OSDp w uzgodnieniu z OSP. OSP przekazuje OSDp wykaz MWE typu C i B, które nie mogą być agregowane.
- 2.6. Agregaty mogą być tworzone z MWE typu C i B spełniających jednocześnie następujące warunki:
- 2.6.1. Agregowane MWE typu C i B są przyłączone do sieci SN lub nN, które są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN.
 - 2.6.2. Agregowane MWE typu C i B wykorzystują do wytwarzania energii elektrycznej podstawowe źródło energii pierwotnej należące do tej samej grupy źródeł energii pierwotnej, o których mowa w pkt 2.7.

2.7. Agregowanie MWE typu C i B jest możliwe w uzgodnieniu z OSP w podziale na:

2.7.1. Agregaty reprezentujące MWE ciepłe przyłączone do sieci SN lub nN (agregaty ciepłe). W skład tych agregatów mogą wchodzić MWE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej następujące źródła energii pierwotnej:

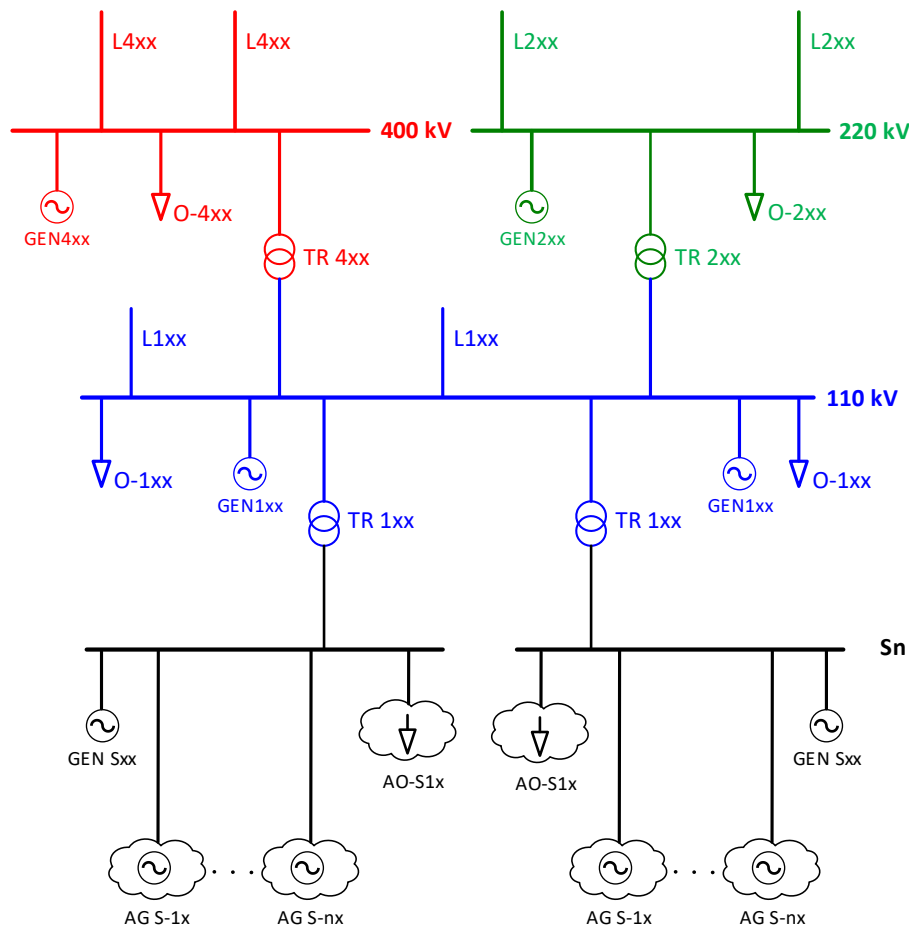
- (1) Biomasa leśna.
- (2) Biomasa z upraw energetycznych.
- (3) Biomasa inna.
- (4) Biopaliwa ciekłe do celów energetycznych.
- (5) Ciepło z zewnętrznych procesów technologicznych.
- (6) Energia geotermalna.
- (7) Gaz koksowniczy.
- (8) Gaz palny inny.
- (9) Gaz wielkopieczowy.
- (10) Gaz ze zgazowania innych substancji.
- (11) Gaz ze zgazowania węgla kamiennego lub brunatnego.
- (12) Gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym wysokometanowy.
- (13) Gaz w stanie ciekłym lub gazowym z odmetanowania kopaliń.
- (14) Gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym zaazotowany.
- (15) Odpady przemysłowe lub komunalne.
- (16) Oleje napędowe.
- (17) Oleje opałowe ciężkie.
- (18) Oleje opałowe lekkie.
- (19) Paliwo jądrowe.
- (20) Propan albo butan albo ich mieszaniny w stanie ciekłym lub gazowym.
- (21) Sprężone lub skroplone powietrze.
- (22) Torf.
- (23) Węgiel brunatny.
- (24) Węgiel kamienny energetyczny.
- (25) Węgiel kamienny koksowy.
- (26) Wodór.
- (27) Energia hydrotermalna.

2.7.2. Agregaty reprezentujące MWE wodne przyłączone do sieci SN lub nN (agregaty wodne). W skład tych agregatów mogą wchodzić MWE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej następujące źródła energii pierwotnej:

- (1) Energia pływów morskich.
- (2) Woda – przepływowa z członem pompowym.
- (3) Woda – przepływowa.
- (4) Woda – szczytowo-pompowa.

- 2.7.3. Agregaty reprezentujące wiatrowe MWE przyłączone do sieci SN lub nN (agregaty wiatrowe). W skład tych agregatów mogą wchodzić MWE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej następujące źródła energii pierwotnej:
- (1) Energia wiatru – turbiny lądowe.
 - (2) Energia wiatru – turbiny morskie.
- 2.7.4. Agregaty reprezentujące fotowoltaiczne MWE przyłączone do sieci SN lub nN (agregaty fotowoltaiczne). W skład tych agregatów mogą wchodzić MWE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej źródła energii pierwotnej - energię promieniowania słonecznego.
- 2.7.5. Agregaty reprezentujące MWE wytwarzające energię elektryczną z biogazu przyłączone do sieci SN lub nN (agregaty biogazowe). W skład tych agregatów mogą wchodzić MWE wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej następujące źródła energii pierwotnej:
- (1) Biogaz rolniczy.
 - (2) Biogaz z oczyszczalni ścieków.
 - (3) Biogaz z procesów termicznych.
 - (4) Biogaz ze składowisk odpadów.
 - (5) Biogaz pozostały.
- 2.7.6. Agregaty reprezentujące MWE przyłączone do sieci SN lub nN, w skład których wchodzi moduły parku energii (PPM) zawierające zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną z wykorzystaniem różnych źródeł energii pierwotnej, które mają jedno miejsce przyłączenia do systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego (agregaty typu hybrydowego).
- 2.8. Na potrzeby wymiany danych wprowadza się następujące kategorie odbiorców:
- 2.8.1. Odbiorcy, których instalacje odbiorcze (IO) przyłączone są do sieci przesyłowej.
- 2.8.2. Odbiorcy, których IO przyłączone są do sieci o napięciu 110 kV.
- 2.8.3. Odbiorcy, których IO przyłączone są do sieci SN lub nN.
- 2.9. Na potrzeby pozyskiwania i aktualizacji danych, IO przyłączone do sieci SN i nN zasilane z tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN będą reprezentowane w postaci agregatów.
- 2.10. Agregacji IO przyłączonych do sieci SN i nN na obszarze sieci OSDp/OSDn dokonuje OSDp w uzgodnieniu z OSP, przekazując do OSP następujące dane definiujące poszczególne agregaty:
- 2.10.1. Identyfikator agregatu reprezentującego agregowane IO. Zasady nadawania identyfikatorów agregatów IO określa OSP w instrukcji: „Instrukcja kodowania obiektów KSE”, publikowanej przez OSP na stronie internetowej.
- 2.10.2. Identyfikator węzła po dolnej stronie transformatora 110 kV/SN, z którego zasilana jest sieć SN i nN, do której są przyłączone agregowane IO.
- 2.10.3. Krzywe obciążeń poszczególnych agregatów IO w wybranych dobach reprezentatywnych, określonych przez OSP, odpowiadające sumarycznemu obciążeniu agregowanych IO w każdym okresie rozliczania niezbilansowania (ORN) na rynku bilansującym, powiększonemu o straty w agregowanych fragmentach sieci dystrybucyjnej, tworzone przez OSDp w oparciu o posiadane dane pomiarowe i z użyciem możliwych do zastosowania algorytmów agregacji.

- 2.11. OSP w IRiESP określa sposób wymiany danych oraz terminy i formaty danych przekazywanych do OSP, zgodnie z TCM – zakres wymienianych danych.
- 2.12. OSD w swoich Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) przywołują obowiązek przekazywania do OSD danych, zgodnie z TCM – zakres wymienianych danych i określają w IRiESD sposób wymiany danych oraz terminy i formaty przekazywania tych danych.
- 2.13. OSP zapewnia OSDp, właścicielom zakładu przyłączonym do sieci OSP i odbiorcom przyłączonym do sieci OSP, dostęp do przekazanych przez nich danych i informacji. Jednocześnie OSP zapewnia OSDp, właścicielom zakładu przyłączonym do sieci OSP i odbiorcom przyłączonym do sieci OSP dostęp do zgromadzonych przez OSP danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego w zakresie w jakim te dane są im niezbędne do planowania pracy i prowadzenia ruchu sieciowego.
- 2.14. OSDp są uprawnieni do otrzymywania od OSP odpowiednich danych strukturalnych, danych planistycznych i danych czasu rzeczywistego oraz do gromadzenia odpowiednich danych strukturalnych, danych planistycznych i danych czasu rzeczywistego od sąsiednich OSDp, przy czym wymaga to określenia przez sąsiednich OSDp w skoordynowany sposób zakresu danych, które mogą być wymieniane.
- 2.15. Poglądowy schemat struktury obiektowej danych wymienianych z OSP został przedstawiony na rysunku nr 2.1.



Rys. 2.1. Poglądowy schemat struktury obiektowej danych wymienianych z OSP.

3. Wymiana danych strukturalnych

3.1. Zasady ogólne wymiany danych strukturalnych

- 3.1.1. Wymiana danych strukturalnych dotyczy przekazywania danych i informacji do OSP, OSDp i OSDn.
- 3.1.2. Dane strukturalne przekazywane do OSP dotyczą:
 - 3.1.2.1. Istniejących rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym, ich planowanego rozwoju oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.2.2. Istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym, ich planowanego rozwoju oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.2.3. Istniejących oraz planowanych do przyłączenia w 5 letnim horyzoncie planowania MWE typu D, C i B.
 - 3.1.2.4. Agregatów istniejących MWE typu A.
 - 3.1.2.5. IO przyłączonych do sieci przesyłowej, sieci o napięciu 110 kV oraz agregatów IO przyłączonych do sieci SN i nN.
- 3.1.3. Dane strukturalne przekazywane do OSDp dotyczą:
 - 3.1.3.1. Istniejących rozdzielni o napięciu 110 kV przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 3.1.3.2. Planowanego rozwoju istniejących rozdzielni o napięciu 110 kV przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn oraz nowych inwestycji na obszarze sieci OSDp/OSDn w 5 letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.3.3. Istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 3.1.3.4. Planowanego rozwoju istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn oraz nowych inwestycji na obszarze sieci OSDp/OSDn w 5-cio letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.3.5. Istniejących MWE typu D, C i B przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 3.1.3.6. Planowanych do przyłączenia na obszarze sieci OSDp/OSDn w 5 letnim horyzoncie planowania MWE typu D, C i B.
 - 3.1.3.7. Agregatów istniejących MWE typu A przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 3.1.3.8. IO przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV na obszarze sieci OSDp/OSDn i IO przyłączonych do sieci SN i nN na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- 3.1.4. Dane strukturalne przekazywane do OSDn dotyczą:
 - 3.1.4.1. Istniejących rozdzielni o napięciu 110 kV właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci tego OSDn, ich planowanego rozwoju oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.4.2. Istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci tego OSDn i ich planowanego rozwoju oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania.
 - 3.1.4.3. Istniejących oraz planowanych do przyłączenia w 5 letnim horyzoncie planowania MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn.

- 3.1.4.4. IO przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV tego OSDn oraz IO przyłączonych do sieci SN i nN tego OSDn.
- 3.1.5. Podmioty przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn przekazują do OSP dane i informacje za pośrednictwem odpowiednich OSDp. Właściciele zakładu z MWE typu D, C lub B i odbiorcy przyłączeni do sieci OSDn przekazują dane i informacje do odpowiednich OSDn.
- 3.1.6. W procesie wymiany danych strukturalnych OSDp współpracują z OSP w zakresie definiowania agregatów MWE i agregatów IO, z uwzględnieniem zasad, o których mowa w pkt 2.6., 2.7., 2.9. i 2.10.
- 3.1.7. Na potrzeby wymiany danych strukturalnych dotyczących MWE wyróżnia się następujące technologie wytwarzania energii elektrycznej:
- (1) Moduł fotowoltaiczny.
 - (2) Ogniwo paliwowe.
 - (3) Organiczny cykl Rankine'a.
 - (4) Silnik Stirlinga.
 - (5) Silnik tłokowy.
 - (6) Turbina gazowa w układzie prostym.
 - (7) Turbina parowa kondensacyjna.
 - (8) Turbina parowa kondensacyjno-ciepłownicza.
 - (9) Turbina parowa przeciwprężna.
 - (10) Turbina parowa przeciwprężna z możliwością pracy kondensacyjnej.
 - (11) Turbina powietrzna.
 - (12) Turbina wiatrowa.
 - (13) Turbina wodna.
 - (14) Układ gazowo-parowy.
 - (15) Układ hybrydowy (źródła OZE o różnych technologiach wytwarzania).
 - (16) Układ turbin parowych.
 - (17) Inna.
- 3.1.8. Jeżeli przekazanie określonej danej strukturalnej dotyczącej MWE nie jest możliwe z uwagi na brak posiadania przez ten MWE zdolności wymaganej NC RfG, z tego powodu, że do tego MWE nie stosuje się wymogu NC RfG do posiadania tej zdolności, to w stosunku do takiego MWE nie stosuje się obowiązku przekazania tej danej strukturalnej.

3.2. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy OSDp a OSP

- 3.2.1. OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące istniejącego stanu sieci o napięciu 110 kV i wyższym, przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, zgodnie z Załącznikiem nr 1.
- 3.2.2. OSDp przekazuje do OSP dane strukturalne istniejących MWE typu D, C i B przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.4. oraz dane dotyczące tych MWE szczegółowo wymienione w Załączniku nr 6 i obejmujące:

- 3.2.2.1. Dane telemetryczne poszczególnych MWE, dotyczące statusu i kategorii opomiarowania.
- 3.2.2.2. Dane dotyczące możliwości redukcji generowanej mocy czynnej przez MWE.
- 3.2.2.3. Dane dotyczące układów regulacji, w które są wyposażone MWE i ich trybów pracy.
- 3.2.2.4. Dane dotyczące zdolności do pracy MWE w poszczególnych trybach regulacji.
- 3.2.3. Dane wymienione w pkt 3.2.2.1. - 3.2.2.4. OSDp przekazuje do OSP:
 - 3.2.3.1. Dla MWE typu D – po weryfikacji i akceptacji przez OSD, otrzymanego od właściciela zakładu wniosku ION w rozumieniu NC RfG oraz wniosku FON w rozumieniu NC RfG.
 - 3.2.3.2. Dla MWE typu C i B – po weryfikacji i akceptacji przez OSD, otrzymanego od właściciela zakładu wniosku PGMD (dokument modułu wytwarzania energii w rozumieniu NC RfG) oraz wniosku FON w rozumieniu NC RfG.
- 3.2.4. OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące łącznej zagregowanej mocy zainstalowanej MWE typu A przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, z podziałem na (i) grupy źródeł energii pierwotnej, o których mowa w pkt 2.8. oraz (ii) dane dotyczące zagregowanej mocy zainstalowanej MWE typu A w podziale na agregaty przyłączone do tego samego węzła sieci po dolnej stronie transformatora 110 kV/SN według zasad, o których mowa w pkt 2.6. W okresie przejściowym, do czasu uruchomienia wymiany danych strukturalnych za pośrednictwem Portalu Wymiany Danych Strukturalnych, o którym mowa w pkt 3.8., dane dotyczące zagregowanej mocy zainstalowanej MWE typu A będą przekazywane w podziale na poszczególne oddziały OSDp.
- 3.2.5. OSDp przekazuje do OSP następujące dane i informacje, szczegółowo wymienione w Załączniku nr 2, dotyczące nowych inwestycji planowanych do przyłączenia do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn w 5 letnim horyzoncie planowania, służących do rejestracji nowych obiektów:
 - 3.2.5.1. Dane techniczne i administracyjne stacji/ rozdzielni elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym.
 - 3.2.5.2. Dane techniczne i administracyjne transformatorów zainstalowanych w rozdzielniach o napięciu 110 kV i wyższym.
 - 3.2.5.3. Parametry techniczne urządzeń kompensacyjnych (baterie kondensatorów, dławiki, kompensatory statyczne (STATCOM) i kompensatory synchroniczne) zainstalowanych w rozdzielniach o napięciu 110 kV i wyższym oraz 110 kV/SN.
 - 3.2.5.4. Parametry modeli matematycznych kompensatorów statycznych (STATCOM) i kompensatorów synchronicznych w standardzie Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) lub GE PSLF.
 - 3.2.5.5. Dane techniczne i informacje dotyczące napowietrznych i kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym.
- 3.2.6. OSDp przekazuje do OSP dane i informacje definiujące poszczególne MWE typu D, C i B planowane do przyłączenia do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn w 5 letnim horyzoncie planowania, służące do rejestracji nowych MWE, szczegółowo wymienione w Załączniku nr 7 i obejmujące:
 - 3.2.6.1. Dane identyfikacyjne właściciela zakładu.

W przypadku przyłączenia do sieci, w jednym miejscu przyłączenia, kilku MWE należących do większej niż jeden liczby podmiotów, należy dodatkowo wskazać

dane identyfikacyjne właściciela zakładu, który we własnym imieniu zawiera umowę o przyłączenie ww. MWE.

3.2.6.2. Dane identyfikacyjne MWE.

3.2.6.3. Dane lokalizacyjne MWE.

3.2.6.4. Dane identyfikujące miejsca przyłączenia/ odwzorowania MWE w węźle OSD (WN/SN).

3.2.6.5. Terminy związane z rozpoczęciem i zakończeniem eksploatacji MWE, przy czym termin zakończenia eksploatacji jest przekazywany o ile ta informacja jest w posiadaniu OSDp.

3.2.6.6. Podstawowe dane mocowe MWE.

3.2.6.7. Status relacji OSD z właścicielem zakładu:

- (1) Wydane warunki przyłączenia.
- (2) Utrata ważności warunków przyłączenia.
- (3) Zawarta umowa o przyłączenie.
- (4) Zakończona umowa o przyłączenie/ rozwiązana umowa o przyłączenie.

3.2.6.8. W przypadku, gdy w skład MWE wchodzi źródła wytwórcze o różnych kategoriach źródeł energii pierwotnej, podstawowe dane mocowe przekazywane są dla każdej kategorii źródła energii pierwotnej odrębnie.

3.2.7. OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące istniejących IO obejmujące:

- (1) Krzywe obciążeń poszczególnych IO przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV w wybranych dobach reprezentatywnych, określonych przez OSP, odpowiadające sumarycznemu obciążeniu IO w każdym ORN.
- (2) Krzywe obciążeń poszczególnych agregowanych IO, o których mowa w pkt 2.10.3.

3.3. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

3.3.1. Zakres przekazywanych danych strukturalnych MWE jest uzależniony od rodzaju MWE:

- (1) Synchroniczny MWE.
- (2) PPM typu farma wiatrowa – PPM typu FW.
- (3) PPM typu farma fotowoltaiczna – PPM typu PV.
- (4) PPM typu układ hybrydowy (w skład MWE wchodzi: PPM typu FW i PPM typu PV).

3.3.2. Właściciel zakładu z synchronicznymi MWE typu D przekazuje do OSP dane i informacje szczegółowo wymienione w części 1 Załącznika nr 3 i obejmujące:

3.3.2.1. Kod MWE.

3.3.2.2. Termin pierwszego wprowadzenia mocy do sieci oraz rzeczywistą datę przekazania MWE ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON w rozumieniu NC RfG).

3.3.2.3. Podstawowe parametry mocowe MWE.

3.3.2.4. Dane techniczne i informacje dotyczące generatorów.

3.3.2.5. Parametry regulacyjne napięcia i mocy biernej.

- 3.3.2.6. Dane dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w zakresie zabezpieczeń napięciowych i częstotliwościowych.
 - 3.3.3.7. Charakterystyki zwarciove i napięciowe.
 - 3.3.2.8. Parametry mocowe i regulacyjne.
 - 3.3.2.9. Parametry dotyczące możliwości obrony i odbudowy KSE.
 - 3.3.2.10. Schemat jednokreskowy głównych układów elektrycznych.
 - 3.3.2.11. Parametry modeli matematycznych (w standardzie Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) lub GE PSLF, Power Factory i PSCAD) zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciovych, zgodnie z wymaganiem określonym w art. 15. NC RfG, w tym schematy głównych układów elektrycznych.
- 3.3.3. Właściciel zakładu z MWE typu D będącymi PPM typu FW przekazuje do OSP dane i informacje szczegółowo wymienione w części 1 Załącznika nr 4 i obejmujące:
- 3.3.3.1. Kod MWE.
 - 3.3.3.2. Termin pierwszego wprowadzenia mocy do sieci oraz rzeczywistą datę przekazania MWE ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON w rozumieniu NC RfG).
 - 3.3.3.3. Podstawowe parametry mocowe MWE.
 - 3.3.3.4. Parametry techniczne turbin wiatrovych i generatorów.
 - 3.3.3.5. Parametry konstrukcyjne i lokalizacyjne turbin wiatrovych.
 - 3.3.3.6. Zakres zdalnego sterowania PPM typu FW w zakresie mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej.
 - 3.3.3.7. Parametry regulacyjne napięcia i mocy biernej.
 - 3.3.3.8. Dane dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w zakresie zabezpieczeń napięciowych i częstotliwościowych.
 - 3.3.3.9. Charakterystyki zwarciove i napięciowe.
 - 3.3.3.10. Parametry mocowe i regulacyjne.
 - 3.3.3.11. Parametry dotyczące możliwości obrony i odbudowy KSE.
 - 3.3.3.12. Schemat elektryczny sieci PPM typu FW.
 - 3.3.3.13. Parametry modeli matematycznych (w standardzie Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) lub GE PSLF, Power Factory i PSCAD) zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciovych, zgodnie z wymaganiem określonym w art. 15. NC RfG, w tym schematy głównych układów elektrycznych.
- 3.3.4. Właściciel zakładu z MWE typu D będącymi PPM typu PV przekazuje do OSP dane i informacje szczegółowo wymienione w części 1 Załącznika nr 5 i obejmujące:
- 3.3.4.1. Kod MWE.
 - 3.3.4.2. Termin pierwszego wprowadzenia mocy do sieci oraz rzeczywistą datę przekazania MWE ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON w rozumieniu NC RfG).
 - 3.3.4.3. Podstawowe parametry mocowe MWE, w tym parametry lokalizacyjne.
 - 3.3.4.4. Parametry inwerterów.
 - 3.3.4.5. Parametry modułów fotowoltaicznych.

- 3.3.4.6. Zakres zdalnego sterowania PPM typu PV w zakresie mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej.
- 3.3.4.7. Parametry konstrukcyjne modułów fotowoltaicznych.
- 3.3.4.8. Parametry regulacyjne napięcia i mocy biernej.
- 3.3.4.9. Dane dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w zakresie zabezpieczeń napięciowych i częstotliwościowych.
- 3.3.4.10. Charakterystyki zwarciove i napięciowe.
- 3.3.4.11. Parametry mocowe i regulacyjne.
- 3.3.4.12. Parametry dotyczące możliwości obrony i odbudowy KSE.
- 3.3.4.13. Schemat jednokreskowy głównych układów elektrycznych.
- 3.3.4.14. Parametry modeli matematycznych (w standardzie Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) lub GE PSLF, Power Factory i PSCAD) zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciowych, zgodnie z wymaganiem określonym w art. 15. NC RfG, w tym schematy głównych układów elektrycznych.
- 3.3.5. Właściciel zakładu z MWE typu D będącymi PPM typu układ hybrydowy przekazuje do OSP dane i informacje dla każdej technologii wytwarzania wchodzącej w skład tego MWE:
 - 3.3.5.1. Dla składowej PPM typu FW – zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.3.
 - 3.3.5.2. Dla składowej PPM typu PV – zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.4.

3.4. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSD a OSD

- 3.4.1. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D, C lub B a właściwym OSD, do którego sieci są przyłączone jego MWE dotyczy:
 - 3.4.1.1. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni OSDp lub OSDn o napięciu 110 kV lub wyższym.
 - 3.4.1.2. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni SN OSDp lub OSDn lub MWE typu C lub B przyłączonymi do rozdzielni SN lub nN OSDp lub OSDn.
 - 3.4.1.3. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni SN lub MWE typu C lub B przyłączonymi do rozdzielni SN lub nN przyłączonych do sieci OSDp lub OSDn.
- 3.4.2. Właściciel zakładu z synchronicznymi MWE typu D lub C przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.2.
- 3.4.3. Właściciel zakładu z MWE typu D lub C będącymi PPM typu FW przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.3.
- 3.4.4. Właściciel zakładu z MWE typu D lub C będącymi PPM typu PV przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.4.
- 3.4.5. Właściciel zakładu z MWE typu D lub C będącymi PPM typu układ hybrydowy przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.5.
- 3.4.6. Właściciel zakładu z synchronicznymi MWE typu B przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.2. z wyłączeniem pkt 3.3.2.9. oraz pkt 3.3.2.11., szczegółowo wymienione w części 2 Załącznika nr 3.

- 3.4.7. Właściciel zakładu z MWE typu B będącymi PPM typu FW przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.3. z wyłączeniem pkt 3.3.3.11. oraz pkt 3.3.3.13., szczegółowo wymienione w części 2 Załącznika nr 4.
- 3.4.8. Właściciel zakładu z MWE typu B będącymi PPM typu PV przekazuje do właściwego OSD dane i informacje, zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.3.4. z wyłączeniem pkt 3.3.4.12. oraz pkt 3.3.4.14., szczegółowo wymienione w części 2 Załącznika nr 5.
- 3.4.9. Właściciel zakładu z MWE typu B będącymi PPM typu układ hybrydowy przekazuje do właściwego OSD dane i informacje:
 - 3.4.9.1. Dla składowej PPM typu FW – zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.4.7.
 - 3.4.9.2. Dla składowej PPM typu PV – zgodnie z zakresem wymienionym w pkt 3.4.8.

3.5. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

- 3.5.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej przekazują do OSP dane i informacje dotyczące:
 - 3.5.1.1. Istniejących elementów sieci o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV, wyszczególnione w Załączniku nr 1.
 - 3.5.1.2. Planowanego rozwoju rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5.
 - 3.5.1.3. Planowanego rozwoju linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5.
 - 3.5.1.4. Krzywe obciążeń poszczególnych IO w wybranych dobach reprezentatywnych, określonych przez OSP, odpowiadające sumarycznemu obciążeniu IO w każdym OREB.

3.6. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy OSDn a OSDp

- 3.6.1. OSDn przekazują do właściwego OSDp dane i informacje dotyczące:
 - 3.6.1.1. Istniejących rozdzielni 110 kV, wyszczególnione w Załączniku nr 1.
 - 3.6.1.2. Planowanego rozwoju rozdzielni 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5.
 - 3.6.1.3. Istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, wyszczególnione w Załączniku nr 1.
 - 3.6.1.4. Planowanego rozwoju linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5. i 3.2.6.
 - 3.6.1.5. Istniejących MWE typu D, C i B przyłączonych do ich sieci, w zakresie określonym w pkt 3.4.
 - 3.6.1.6. Planowanych do przyłączenia w 5 letnim horyzoncie planowania MWE typu D, C i B, wyszczególnione w pkt 3.2.7.
 - 3.6.1.7. Łącznej zagregowanej mocy zainstalowanej MWE typu A przyłączonych do ich sieci, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.2.4.

3.7. Wymiana danych strukturalnych pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci OSD o napięciu 110 kV a tym OSD

- 3.7.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSDp lub OSDn przekazują do właściwego OSD dane i informacje dotyczące:
 - 3.7.1.1. Istniejących rozdzielni 110 kV, wyszczególnione w Załączniku nr 1.
 - 3.7.1.2. Planowanego rozwoju rozdzielni 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5.
 - 3.7.1.3. Istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, wyszczególnione w Załączniku nr 1.
 - 3.7.1.4. Planowanego rozwoju linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania, wyszczególnione w pkt 3.2.5.
 - 3.7.1.5. Krzywe obciążeń poszczególnych IO w wybranych dobach reprezentatywnych, określonych przez OSP, odpowiadające sumarycznemu obciążeniu IO w każdym OREB.

3.8. Sposób przekazywania danych strukturalnych do OSP

- 3.8.1. Wymiana danych strukturalnych z OSP i zapewnienie przez OSP dostępu do danych zgodnie z pkt 2.13. odbywa się za pomocą dedykowanego systemu informatycznego OSP (Portalu Wymiany Danych Strukturalnych), zgodnie z postanowieniami IRiESP.
- 3.8.2. Do daty uruchomienia Portalu Wymiany Danych Strukturalnych wymiana danych strukturalnych z OSP odbywa się zgodnie z postanowieniami IRiESP dotyczącymi okresu przejściowego.

4. Wymiana danych planistycznych

4.1. Zasady ogólne wymiany danych planistycznych

- 4.1.1. Wymiana danych planistycznych dotyczy przekazywania danych i informacji do OSP, OSDp i OSDn.
- 4.1.2. Dane planistyczne przekazywane do OSP dotyczą:
 - 4.1.2.1. Układów pracy sieci o napięciu 110 kV i wyższym, w tym propozycji planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii.
 - 4.1.2.2. Prognozowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto MWE typu D, C i B.
 - 4.1.2.3. Planów pracy MWE typu D, C i B.
 - 4.1.2.4. Poleceń ruchowych OSD skutkujących zwiększeniem lub zmniejszeniem generacji MWE typu D, C i B.
 - 4.1.2.5. Planowanych wartości wymiany nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV.
- 4.1.3. Dane planistyczne przekazywane do OSDp dotyczą:
 - 4.1.3.1. Układów pracy sieci o napięciu 110 kV na obszarze sieci OSDp/OSDn, w tym propozycji planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii.
 - 4.1.3.2. Prognozowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 4.1.3.3. Planów pracy MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
 - 4.1.3.4. Poleceń ruchowych OSDn skutkujących zwiększeniem lub zmniejszeniem generacji MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- 4.1.4. Dane planistyczne przekazywane do OSDn dotyczą:
 - 4.1.4.1. Układów pracy sieci o napięciu 110 kV właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci OSDn, w tym propozycji planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii.
 - 4.1.4.2. Prognozowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn.
 - 4.1.4.3. Planów pracy MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn.

4.2. Wymiana danych planistycznych pomiędzy OSDp a OSP

- 4.2.1. OSDp przekazuje do OSP dane dotyczące MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- 4.2.2. Dla MWE typu C i B zakres przekazywanych danych obejmuje:
 - 4.2.2.1. Plan pracy obejmujący następujące dane:
 - (1) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto wprowadzane do sieci w poszczególnych OREB przez MWE w miejscu przyłączenia tego MWE do sieci OSD, wynikające z mocy dyspozycyjnej elektrownianej netto MWE i uwzględniające moc przyłączeniową MWE, określoną w umowie o przyłączenie, oraz decyzje rynkowe właściciela zakładu.

- (2) Wielkości generacji mocy czynnej netto wprowadzane do sieci na koniec poszczególnych OREB przez MWE w miejscu przyłączenia tego MWE do sieci OSD, wynikające z mocy dyspozycyjnej elektrownianej netto MWE i uwzględniające moc przyłączeniową MWE, określoną w umowie o przyłączenie, oraz decyzje rynkowe właściciela zakładu.
 - (3) Znacznik określający czy wielkości określone w pkt 4.2.2.1.(1) i 4.2.2.1.(2) odzwierciedlają generację mocy czynnej netto odpowiadającą potencjałowi generacji MWE wynikającemu z warunków meteorologicznych.
 - (4) Wielkości generacji mocy czynnej netto wymienione w pkt 4.2.2.1.(1) i uwzględniające polecenia ruchowe OSD.
 - (5) Wielkości generacji mocy czynnej netto wymienione w pkt 4.2.2.1.(2) i uwzględniające polecenia ruchowe OSD.
 - (6) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto wytwarzanych w poszczególnych OREB przez MWE na własne potrzeby właściciela zakładu – dotyczy tylko MWE ze znacznikiem „autogeneracja”.
 - (7) Wielkości generacji mocy czynnej netto wytwarzanych na koniec poszczególnych OREB przez MWE na własne potrzeby właściciela zakładu – dotyczy tylko MWE ze znacznikiem „autogeneracja”.
 - (8) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto MWE w poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy dyspozycyjnej elektrownianej netto MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (9) Wielkości generacji mocy czynnej netto MWE na koniec poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy dyspozycyjnej elektrownianej netto MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (10) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto MWE w poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy zainstalowanej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (11) Wielkości generacji mocy czynnej netto MWE na koniec poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy zainstalowanej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.
- 4.2.2.2. Prognozowane wartości maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych elektrownianych netto MWE na koniec poszczególnych OREB.
 - 4.2.2.3. Prognozowane wartości maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych sieciowych poszczególnych MWE na koniec poszczególnych OREB.
 - 4.2.2.4. Polecenia ruchowe OSD skutkujące zwiększeniem lub zmniejszeniem generacji mocy czynnej netto poszczególnych MWE, w poszczególnych OREB.
- 4.2.3. Dane wymienione w pkt 4.2.2.1. i 4.2.2.4. są przekazywane przynajmniej raz dziennie, na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych dla każdego OREB tego okresu, i powinny być one aktualizowane poprzez ponowne ich przekazanie po każdej ich zmianie.

- 4.2.4. W przypadku MWE typu C i B, które aktywnie uczestniczą w rynku bilansującym tworząc jednostki grafikowe wytwórcze ze znacznikiem $ZAK=1$ (JG_{W1}), dane wymienione w pkt 4.2.2.1. i 4.2.2.4. nie są przekazywane w trybie określonym w tym punkcie.
- 4.2.5. Prognozowane wartości mocy dyspozycyjnych MWE typu C i B, wymienione w pkt 4.2.2.2. i 4.2.2.3., są przekazywane dla 5 letniego horyzontu planowania w postaci harmonogramów dyspozycyjności, zawierających datę początkową i końcową obowiązywania wartości mocy dyspozycyjnej określonej w harmonogramie. W przypadku PPM typu układ hybrydowy prognozowane wartości mocy dyspozycyjnych są przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
- 4.2.6. Dla MWE typu D zakres przekazywanych danych obejmuje dane zdefiniowane w pkt 4.3.1. Dane te przekazywane są zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.2. - 4.3.5.
- 4.2.7. W przypadku realizacji przez OSDp wymiany nierównoległej poprzez sieć 110 kV, OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące planowanych wartości wymiany nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV, obejmujące planowane wartości wymiany międzysystemowej nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV dla 5 letniego horyzontu planowania.
- 4.2.8. Na potrzeby planowania pracy sieci zamkniętej, OSDp przekazują do OSP dane i informacje obejmujące układy pracy sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym na obszarze sieci OSDp/OSDn, w tym propozycje planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii w horyzoncie do pięciu lat, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP.
- 4.2.9. Terminy przekazywania danych planistycznych do OSP przez OSDp określa OSP w IRiESP.

4.3. Wymiana danych planistycznych pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

- 4.3.1. Właściciel zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci przesyłowej, przekazuje do OSP dane i informacje dla 5 letniego horyzontu planowania, obejmujące:
- (1) Planowane postoje poszczególnych MWE wraz z kwalifikacją postoju.
 - (2) Planowane ubytki mocy czynnej netto poszczególnych MWE wraz z przyczyną wystąpienia ubytku.
 - (3) Prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej, niesprawności układów ARNE oraz niesprawności układów regulacji pierwotnej i wtórnej.
 - (4) Planowaną pracę wymuszoną w wartościach mocy czynnej netto poszczególnych MWE.
 - (5) Zdarzenia ruchowe (awarie).
 - (6) W przypadku właściciela zakładu z MWE typu D, nie uczestniczącego aktywnie w rynku bilansującym, zakres przekazywanych danych poza wymienionymi w pkt (1) - (5) obejmuje dodatkowo dane określone w pkt 4.2.2.1.
 - (7) W przypadku właściciela zakładu, uczestniczącego w rynku bilansującym poprzez MWE typu D tworzące JG inną niż JG_{W1} , zakres przekazywanych danych, poza wymienionymi w pkt (1) - (5), obejmuje dodatkowo dane określone w pkt 4.2.2.1.
- 4.3.2. Dane wymienione w pkt 4.3.1.(6) i (7) są przekazywane przynajmniej raz dziennie, na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych dla każdego OREB tego okresu, i powinny być one aktualizowane poprzez ponowne ich przekazanie po każdej ich zmianie.

- 4.3.3. Dane wymienione w pkt 4.3.1.(1) - (2) i (5) przekazywane są dla 5 letniego horyzontu planowania w postaci harmonogramów, zawierających odpowiednio datę początkową i końcową postoiu, datę początkową i końcową ubytku wraz z jego wielkością lub datę początkową i końcową zdarzenia. W przypadku PPM typu układ hybrydowy powyższe dane są przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
- 4.3.4. Dane wymienione w pkt 4.3.1.(3) przekazywane są dla 5 letniego horyzontu planowania w postaci harmonogramów, zawierających odpowiednio datę początku i końca ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej lub niesprawności urządzeń. W przypadku PPM typu układ hybrydowy powyższe dane są przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
- 4.3.5. Dane wymienione w pkt 4.3.1.(4) przekazywane są dla 5 letniego horyzontu planowania w postaci harmonogramów, zawierających odpowiednio datę początku i końca pracy wymuszonej z określonym poziomem mocy.
- 4.3.6. Na potrzeby planowania pracy sieci zamkniętej właściciel zakładu z MWE typu D przyłączonym do sieci przesyłowej przekazuje do OSP dane i informacje obejmujące plany remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń lub instalacji, w tym ograniczenia dyspozycyjności MWE w związku z planowanymi pracami i powiązane z nimi zmiany topologii, zgodnie z zasadami planowania pracy sieci zamkniętej, określonymi w IRIESP.
- 4.3.7. Terminy przekazywania danych planistycznych do OSP przez właściciela zakładu z MWE typu D na potrzeby tworzenia poszczególnych planów koordynacyjnych określa OSP w IRIESP.

4.4. Wymiana danych planistycznych pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSD a OSD

- 4.4.1. Właściciel zakładu z MWE typu C lub B przyłączonymi do sieci OSD, przekazuje do właściwego OSD dane i informacje dla 5 letniego horyzontu planowania, określone w pkt 4.2.2.1. - 4.2.2.2., z uwzględnieniem zasad określonych w pkt 4.2.3. - 4.2.5.
- 4.4.2. Właściciel zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci OSD, przekazuje do właściwego OSD dane i informacje określone w pkt 4.3.1., z uwzględnieniem zasad określonych w pkt 4.3.2. - 4.3.5.
- 4.4.3. Na potrzeby planowania pracy sieci dystrybucyjnej właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSD, przekazuje do właściwego OSD:
 - 4.4.3.1. Dane i informacje obejmujące propozycje planów wyłączeń instalacji oraz elementów rozdzielni o napięciu 110 kV i powiązanych z nimi zmian topologii w okresie objętym danym planem.
 - 4.4.3.2. Terminy planowanych remontów poszczególnych MWE.
- 4.4.4. Właściciel zakładu z MWE będącymi JWCD lub JWCK, przekazuje dodatkowo dane i informacje obejmujące plany remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń lub instalacji, w tym ograniczenia dyspozycyjności MWE w związku z planowanymi pracami, bezpośrednio do OSP, zgodnie z zasadami planowania pracy sieci zamkniętej, określonymi w IRIESP.

4.5. Wymiana danych planistycznych pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

- 4.5.1. Na potrzeby planowania pracy sieci zamkniętej odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej przekazują do OSP dane i informacje, obejmujące układy pracy sieci o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV, w tym propozycje planów wyłączeń instalacji, linii

oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii w horyzoncie do pięciu lat, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP.

- 4.5.2. Terminy przekazywania danych planistycznych do OSP przez odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej na potrzeby tworzenia poszczególnych planów określa OSP w IRiESP.

4.6. Wymiana danych planistycznych pomiędzy OSDn a OSDp

- 4.6.1. OSDn przekazują do właściwego OSDp:

- 4.6.1.1. Dane dotyczące MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn w zakresie i według zasad odpowiednich do zakresu i zasad określonych w pkt 4.2. i 4.3.
- 4.6.1.2. Dane i informacje obejmujące układy pracy sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, w tym propozycje planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii dla 5 letniego horyzontu planowania, zgodnie z zasadami, w tym w formie i w terminach określonych w IRiESP.

4.7. Wymiana danych planistycznych pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci OSD o napięciu 110 kV a tym OSD

- 4.7.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSDp lub OSDn, przekazują do właściwego OSD dane i informacje obejmujące układy pracy swojej sieci o napięciu 110 kV, w tym propozycje planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii w horyzoncie do pięciu lat, zgodnie z zasadami, w tym w formie i w terminach określonych w IRiESP.

4.8. Sposób przekazywania danych planistycznych do OSP

- 4.8.1. Wymiana danych planistycznych z OSP i zapewnienie przez OSP dostępu do danych zgodnie z pkt 2.13. odbywa się za pomocą dedykowanego systemu informatycznego OSP – Portalu Wymiany Danych Planistycznych, zgodnie z postanowieniami IRiESP, z zastrzeżeniem pkt 4.8.2. - 4.8.5.
- 4.8.2. OSDp przekazuje do OSP układy pracy sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym, w tym propozycje planów wyłączeń instalacji, linii oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii na obszarze sieci OSDp/OSDn, zgodnie z zasadami, w tym w formie i w terminach, określonymi w IRiESP.
- 4.8.3. OSDp przekazuje do OSP planowane wartości wymiany międzysystemowej nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV, zgodnie z zasadami, w tym w formie i w terminach, określonymi w IRiESP.
- 4.8.4. Odbiorca przyłączony do sieci przesyłowej przekazuje do OSP dane planistyczne, zgodnie z zasadami, w tym w formie i w terminach, określonymi w IRiESP.
- 4.8.5. Właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B, który na rynku bilansującym stanowi JG, niezależnie od danych planistycznych przekazanych, zgodnie z pkt 4., przekazuje do OSP zgłoszenia dotyczące tej JG, zgodnie z postanowieniami TCM - warunki dotyczące bilansowania oraz zasadami określonymi w IRiESP.

5. Wymiana danych czasu rzeczywistego

5.1. Zasady ogólne i zakres odpowiedzialności podmiotów realizujących wymianę danych czasu rzeczywistego

5.1.1. Zasady ogólne

5.1.1.1. Wymiana danych czasu rzeczywistego dotyczy przekazywania danych i informacji do OSP, OSDp i OSDn.

5.1.1.2. Dane czasu rzeczywistego przekazywane do OSP dotyczą:

- (1) Wszystkich rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym.
- (2) Pracy MWE typu D, C i B.
- (3) Dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym.

5.1.1.3. Dane czasu rzeczywistego przekazywane do OSDp dotyczą:

- (1) Wszystkich rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- (2) Pracy MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- (3) Dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym.

5.1.1.4. Dane czasu rzeczywistego przekazywane do OSDn dotyczą:

- (1) Wszystkich rozdzielni o napięciu 110 kV tego OSDn oraz właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci tego OSDn.
- (2) Pracy MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn.
- (3) Dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV.

5.1.1.5. Jeżeli przekazanie określonej danej czasu rzeczywistego dotyczącej MWE nie jest możliwe z uwagi na brak posiadania przez ten MWE zdolności wymaganej NC RfG, z tego powodu, że do tego MWE nie stosuje się wymogu NC RfG do posiadania tej zdolności, to w stosunku do takiego MWE nie stosuje się obowiązku przekazania tej danej czasu rzeczywistego.

5.1.2. Zakres odpowiedzialności podmiotów

5.1.2.1. W ramach pozyskiwania danych czasu rzeczywistego przez OSP, ustala się następujący zakres odpowiedzialności:

- (1) OSP zapewnia pozyskiwanie danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni 750 kV, 400 kV, 220 kV i 110 kV będących w jego posiadaniu oraz zapewnia pozyskiwanie dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w jego posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
- (2) OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.
- (3) OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.

- (4) OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie danych niezbędnych do monitorowania pracy MWE typu D przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy tych MWE są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (5) OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie danych niezbędnych do monitorowania pracy MWE typu C i B przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn lub ich agregatów, o których mowa w pkt 2.5. i 2.6. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy MWE typu C i B nie podlegających agregacji są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (6) Właściciel zakładu z MWE typu D, przyłączonymi do sieci przesyłowej, zapewnia pozyskiwanie i przekazanie danych niezbędnych do monitorowania pracy tych MWE oraz rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV będących w jego posiadaniu. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy MWE typu D są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (7) Właściciel zakładu z MWE typu D, przyłączonymi do sieci przesyłowej, zapewnia pozyskiwanie i przekazanie dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w jego posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
 - (8) Odbiorca przyłączony do sieci przesyłowej zapewnia pozyskiwanie i przekazanie danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV będących w ich posiadaniu.
 - (9) Odbiorca przyłączony do sieci przesyłowej zapewnia pozyskiwanie i przekazanie dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w jego posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
- 5.1.2.2. W ramach pozyskiwania danych czasu rzeczywistego przez OSDp, ustala się następujący zakres odpowiedzialności:
- (1) Właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDp danych niezbędnych do monitorowania pracy tych MWE. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy MWE typu D, C lub B są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (2) Właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSDp oraz odbiorca przyłączony do sieci OSDp zapewniają pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDp dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w ich posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
 - (3) Właściciel zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci OSDp o napięciu 110 kV i wyższym oraz odbiorca przyłączony do sieci OSDp o napięciu 110 kV i wyższym zapewniają pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDp danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym będących w ich posiadaniu.
 - (4) OSDn zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do OSDp danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni 110 kV tego OSDn oraz danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni 110 kV będących w posiadaniu właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci tego OSDn.

- (5) OSDn zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do OSDp danych niezbędnych do monitorowania pracy MWE typu D, C i B właścicieli zakładu przyłączonych do sieci tego OSDn. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy MWE typu D, C lub B są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (6) OSDn zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do OSDp dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV tego OSDn, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem oraz dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV będących w posiadaniu właścicieli zakładu i odbiorców przyłączonych do sieci tego OSDn, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
 - (7) OSP zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do OSDp danych niezbędnych do monitorowania tych elementów sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnej sąsiadujących OSDp, które mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej tego OSDp.
- 5.1.2.3. W ramach pozyskiwania danych czasu rzeczywistego przez OSDn, ustala się następujący zakres odpowiedzialności:
- (1) Właściciel zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci OSDn o napięciu 110 kV oraz odbiorca przyłączony do sieci OSDn o napięciu 110 kV zapewniają pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDn danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni o napięciu 110 kV będących w ich posiadaniu.
 - (2) Właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSDn zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDn danych niezbędnych do monitorowania pracy tych MWE. W przypadku PPM typu układ hybrydowy dane niezbędne do monitorowania pracy MWE typu D, C lub B są pozyskiwane i przekazywane dla poszczególnych elementów tego układu.
 - (3) Właściciel zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSDn oraz odbiorca przyłączony do sieci OSDn zapewniają pozyskiwanie i przekazanie do tego OSDn dopuszczalnych dynamicznie obciążalności linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV będących w ich posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
 - (4) OSDp zapewnia pozyskiwanie i przekazanie do OSDn danych niezbędnych do monitorowania tych elementów sieci dystrybucyjnej OSDp, które mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSDn.

5.2. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy OSDp a OSP

- 5.2.1. OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące pracy rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym na obszarze sieci OSDp/OSDn, obejmujące:
- 5.2.1.1. Pomiary mocy czynnych i biernych, prądów oraz napięć ze wszystkich pól rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym, z zastrzeżeniem:
 - (1) Sprzęgieł/ łączników szyn – tylko moc czynna i bierna.
 - (2) Urządzeń do kompensacji mocy biernej – tylko moc bierna.
 - 5.2.1.2. Pomiary mocy czynnych i biernych po dolnej stronie transformatorów trójfazowych 110 kV/SN.
 - 5.2.1.3. Pomiary częstotliwości z pól liniowych i sekcji systemów szyn rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym.

- 5.2.1.4. Pomiary mocy biernych na zaciskach urządzeń do kompensacji mocy biernej przyłączonych do uzwojenia SN transformatorów o górnym napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.
- 5.2.1.5. Położenie przełączników zaczeptów transformatorów NN/110 kV.
- 5.2.1.6. Położenie przełączników zaczeptów transformatorów NN/SN i 110 kV/SN farm wiatrowych, wyprowadzających moc bezpośrednio do rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV.
- 5.2.1.7. Dane dotyczące sygnalizacji stanu położenia łączników rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym obejmujące:
 - (1) Sygnalizację stanu wyłączników i odłączników ze wszystkich pól rozdzielni.
 - (2) Sygnalizację stanu uzienników z pól linii wymiany międzysystemowej.
- 5.2.2. OSDp przekazuje do OSP dane dotyczące pracy MWE typu D przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.3.
- 5.2.3. OSDp przekazuje do OSP dane dotyczące pracy MWE typu C i B, które nie wchodzą w skład agregatów, o których mowa w pkt 2.5. i 2.6., przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.4.3.
- 5.2.4. OSDp przekazuje do OSP dane dotyczące pracy MWE, tworzących agregaty, o których mowa w pkt 2.5. i 2.6., przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, obejmujące pomiary wartości mocy czynnej netto dla każdego agregatu, a w przypadku agregatów reprezentujących:
 - 5.2.4.1. PPM typu FW – OSDp przekazują dodatkowo pomiary prędkości wiatru oraz temperatury powietrza z miejsc, w których zlokalizowane są PPM typu FW wchodzące w skład agregatu, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
 - 5.2.4.2. PPM typu PV – OSDp przekazują dodatkowo pomiary natężenia promieniowania słonecznego, prędkości wiatru oraz temperatury powietrza z miejsc, w których zlokalizowane są PPM typu PV wchodzące w skład agregatu, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
- 5.2.5. OSDp przekazuje do OSP identyfikator ICCP (TASE.2) pomiaru MWE typu D, C i B lub agregatu, o którym mowa w pkt 2.5. i 2.6. (parametr techniczny, którego standard/format uzgadniany jest na poziomie administratorów systemów SCADA OSDp i OSP).
- 5.2.6. OSDp przekazuje do OSP dopuszczalną dynamicznie obciążalność linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.
- 5.2.7. OSDp przekazuje do OSP dane dotyczące pomiarów częstotliwości w miejscu przyłączenia każdego MWE typu D i C wskazanego w dokumencie opracowanym przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. *ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych* i zatwierdzonym przez Prezesa URE (dalej „Wykaz SGU”).

5.3. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

5.3.1. Wymiana danych czasu rzeczywistego dotyczy:

5.3.1.1. Pomiarów mocy czynnej i biernej:

- (1) Netto i brutto dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni OSP o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.
- (2) Potrzeb własnych MWE, dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni OSP o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.

5.3.1.2. Pomiarów napięć i częstotliwości generatorowych dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni OSP o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.

5.3.1.3. Pomiarów prądów dolnej strony transformatorów NN/NN, NN/WN zainstalowanych w torze wyprowadzenia mocy MWE do sieci.

5.3.1.3. Położenia przełączników zaczepów transformatorów NN/NN, NN/WN, NN/SN, WN/SN zainstalowanych w torze wyprowadzenia mocy MWE do sieci, dla każdego MWE wyprowadzającego moc do rozdzielni OSP o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.

5.3.1.4. Pracy regulacji ARNE:

- (1) Stan pracy regulacji ARNE.
- (2) Nastawy ograniczników mocy biernej dostępnej dla ARNE.

5.3.1.5. Sygnalizacji stanu wyłączników, odłączników i uziemników po stronie napięcia generatorowego i po górnej stronie transformatora zainstalowanego w torze wyprowadzenia mocy MWE do sieci, dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV.

5.3.1.6. Pomiarów poziomu wody zbiornika górnego elektrowni wodnych.

5.3.1.7. Pomiarów poziomu wody zbiorników górnego i dolnego dla elektrowni szczytowo-pompowych.

5.3.1.8. Danych niezbędnych do monitorowania pracy rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV będących w jego posiadaniu, w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.2.1.

5.3.2. Wymiana danych czasu rzeczywistego dotycząca MWE typu D, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, oprócz danych wymienionych w pkt 5.3.1. obejmuje dodatkowo następujące dane:

5.3.2.1. Średnia prędkość wiatru dla każdej wyodrębnionej terytorialnie części PPM typu FW – uśredniona wartość pomiarów prędkości wiatru, wyrażona w [m/s], mierzonych w tej samej chwili czasowej z wykorzystaniem anemometru zainstalowanego na gondoli poszczególnych turbin zainstalowanych w PPM typu FW:

$$\bar{V}(t) = \frac{\sum_{i=1}^n V_i(t)}{n}$$

gdzie:

$V_i(t)$ – chwilowa prędkość wiatru mierzona na gondoli turbiny wiatrowej w chwili czasowej t ,

n – liczba turbin wiatrowych w PPM typu FW, z których pozyskiwany jest pomiar prędkości wiatru.

W okresie jednej minuty anemometr zainstalowany na gondoli powinien dokonać pomiaru chwilowej prędkości wiatru co najmniej sześciokrotnie. Uśredniane pomiary chwilowych prędkości wiatru, mierzone na gondolach turbin wiatrowych, muszą być mierzone w tym samym czasie.

- 5.3.2.2. Kierunek wiatru, w stopniach według konwencji róży wiatrów, gdzie kierunek 0 stopni wyznacza północ natomiast 90 stopni wyznacza wschód.
 - 5.3.2.3. Temperatura powietrza.
 - 5.3.2.4. Liczba aktualnie pracujących turbin wiatrowych – liczba turbin, które są załączone do pracy. Kryterium kwalifikacji turbiny jako pracującej jest generacja przez turbinę mocy czynnej ($P > 0$ MW).
 - 5.3.2.5. Liczba turbin wiatrowych gotowych do pracy – liczba turbin, które w danym czasie są załączone do pracy, ale nie generują mocy z powodu niewystarczających warunków wiatrowych lub wprowadzonego ograniczenia w generacji mocy czynnej przez PPM typu FW. Kryterium kwalifikacji turbiny jako gotowej do pracy jest zamknięty tor wyprowadzenia mocy i brak generacji przez turbinę mocy czynnej ($P = 0$ MW).
 - 5.3.2.6. Liczba odstawionych turbin wiatrowych.
 - 5.3.2.7. Odczyty z estymatora (o ile turbiny zainstalowane w PPM typu FW są wyposażone w estymator) dedykowanego do wyznaczania potencjalnej generacji mocy czynnej PPM typu FW w przypadku, gdyby generacja PPM typu FW została ograniczona.
- 5.3.3. Wymiana danych czasu rzeczywistego dotycząca MWE typu D, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego oprócz danych wymienionych w pkt 5.3.1. obejmuje dodatkowo następujące dane z miejsca, w którym zlokalizowana jest PPM typu PV:
- 5.3.3.1. Pomiary natężenia promieniowania słonecznego [W/m^2] mierzone na modułach fotowoltaicznych, jeżeli ten pomiar jest dostępny, a w przeciwnym przypadku pomiar ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowana jest PPM typu PV.
 - 5.3.3.2. Prędkość wiatru.
 - 5.3.3.3. Temperatura powietrza.
 - 5.3.3.4. Temperatura modułów fotowoltaicznych, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
 - 5.3.3.5. Liczba aktualnie pracujących inwerterów – liczba inwerterów, które są załączone do pracy. Kryterium kwalifikacji inwertera jako pracujący jest generacja przez inwerter mocy czynnej ($P > 0$ MW).
 - 5.3.3.6. Liczba inwerterów gotowych do pracy – liczba inwerterów, które w danym czasie są załączone do pracy, ale nie generują mocy z powodu niewystarczających warunków atmosferycznych lub wprowadzonego ograniczenia w generacji mocy czynnej w obiekcie. Kryterium kwalifikacji inwertera jako gotowego do pracy jest zamknięty tor wyprowadzenia mocy i brak generacji przez inwerter mocy czynnej ($P = 0$ MW).
 - 5.3.3.7. Liczba odstawionych inwerterów.
 - 5.3.3.8. Odczyty z estymatora (o ile PPM typu PV jest wyposażony w estymator) dedykowanego do wyznaczania potencjalnej generacji mocy czynnej MWE w przypadku, gdyby generacja PPM typu PV została ograniczona.

- 5.3.4. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP, dodatkowo obejmuje dopuszczalną obciążalność dynamiczną linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym tego właściciela zakładu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.

5.4. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D, C lub B przyłączonymi do sieci OSD a OSD

- 5.4.1. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu D, C lub B a właściwym OSD, do którego sieci są przyłączone te MWE dotyczy:
- 5.4.1.1. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni OSDp lub OSDn o napięciu 110 kV lub wyższym.
 - 5.4.1.2. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni SN OSDp lub OSDn lub MWE typu C lub B przyłączonymi do rozdzielni SN lub nN OSDp lub OSDn.
 - 5.4.1.3. Właściciela zakładu z MWE typu D przyłączonymi do rozdzielni SN lub MWE typu C lub B przyłączonymi do rozdzielni SN lub nN przyłączonych do sieci OSDp lub OSDn.
- 5.4.2. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielami zakładu z MWE typu D a właściwym OSD dotyczy danych w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.3.
- 5.4.3. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielami zakładu z MWE typu C lub B a właściwym OSD dotyczy:
- 5.4.3.1. Pomiarów wartości mocy czynnej i biernej brutto i netto dla każdego MWE.
 - 5.4.3.2. Pomiarów częstotliwości w miejscu przyłączenia dla każdego MWE typu C wskazanego w Wykazie SGU.
 - 5.4.3.3. Pomiarów poziomu wody zbiorników górnego i dolnego elektrowni szczytowo – pompowych posiadających MWE typu C.
 - 5.4.3.4. Prędkości wiatru dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW.
 - 5.4.3.5. Temperatury powietrza dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW.
 - 5.4.3.6. Prędkości wiatru dla MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
 - 5.4.3.7. Temperatury powietrza dla MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
 - 5.4.3.8. Pomiarów natężenia promieniowania słonecznego [W/m^2] dla MWE:
 - (1) Typu B i C, mierzonych na modułach fotowoltaicznych, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
 - (2) Typu C ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV, jeżeli pomiar natężenia promieniowania słonecznego mierzony na modułach fotowoltaicznych jest niedostępny.
 - (3) Typu B ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV, jeżeli pomiar natężenia promieniowania słonecznego mierzony na

modułach fotowoltaicznych jest niedostępny a pomiar ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV jest dostępny.

- 5.4.3.9. Prędkości wiatru dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV.
- 5.4.3.10. Temperatury powietrza dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV.
- 5.4.3.11. Temperatury modułów fotowoltaicznych dla MWE typu C, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
- 5.4.3.12. Prędkości wiatru dla MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
- 5.4.3.13. Temperatury powietrza dla MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
- 5.4.3.14. Temperatury modułów fotowoltaicznych dla MWE typu B, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, jeżeli ten pomiar jest dostępny.
- 5.4.4. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy właścicielem zakładu z MWE typu C lub B a OSD, dodatkowo obejmuje dopuszczalną obciążalność dynamiczną linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym tego właściciela zakładu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.

5.5. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej a OSP

- 5.5.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej przekazują do OSP dane i informacje niezbędne do monitorowania pracy rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.2.1.
- 5.5.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej przekazują do OSP dopuszczalną dynamicznie obciążalność linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym będących w ich posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.

5.6. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy OSDn a OSDp

- 5.6.1. OSDn przekazują do OSDp dane w zakresie odpowiednim do zakresu określonego w pkt 5.2.1 - 5.2.3. i w pkt 5.2.6. - 5.2.7.

5.7. Wymiana danych czasu rzeczywistego pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci OSD o napięciu 110 kV a tym OSD

- 5.7.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSDp lub OSDn przekazują do właściwego OSD dane i informacje w zakresie odpowiednim do określonego w pkt 5.2.1., dotyczące ich rozdzielni 110 kV, oraz dopuszczalną obciążalność dynamiczną linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV będących w ich posiadaniu, o ile są one objęte bieżącym monitoringiem.

5.8. Sposób przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP

- 5.8.1. Dane czasu rzeczywistego pozyskiwane są przez OSP za pośrednictwem systemu SCADA, spełniającego wymagania określone w IRiESP.
- 5.8.2. Dane czasu rzeczywistego pozyskiwane są przez OSP z:
 - 5.8.2.1. Obiektów sieci elektroenergetycznej.
 - 5.8.2.2. Systemów SCADA OSDp.
 - 5.8.2.3. Systemów SCADA zagranicznych operatorów systemów przesyłowych.

6. Zestawienie danych i informacji przekazywanych do OSP w ramach wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE STRUKTURALNE	ISTNIEJĄCY I PLANOWANY STANU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ			
	(1) Dane i informacje dotyczące istniejącego stanu sieci dystrybucyjnej na obszarze sieci OSDp/OSDn: <ul style="list-style-type: none"> Dane i informacje dotyczące pracy rozdzielni o napięciu 110 kV (i wyższym, jeżeli dany podmiot jest właścicielem takich rozdzielni). Parametry aparatury pierwotnej (wyłączniki, przekładniki kombinowane, przekładniki prądowe i napięciowe, odłączniki, uziemniki, odgromniki, dławiki w.cz., transformatory, urządzenia kompensacyjne) Dane i informacje dotyczące napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym. Dane i informacje dotyczące kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym. Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 1.	X		
	(2) Dane i informacje dotyczące planowanego stanu sieci dystrybucyjnej na obszarze sieci OSDp/OSDn: <ul style="list-style-type: none"> Dane i informacje dotyczące pracy rozdzielni o napięciu 110 kV (i wyższym, jeżeli dany podmiot jest właścicielem takich rozdzielni). Parametry aparatury pierwotnej (wyłączniki, transformatory, urządzenia kompensacyjne). Dane i informacje dotyczące napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym. Dane i informacje dotyczące kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym. Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 2.	X		
	(3) Dane i informacje dotyczące agregowanych instalacji odbiorczych – zgodnie z pkt. 2.9.	X		

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE STRUKTURALNE	MODUŁY WYTWARZANIA ENERGII TYPU B, C i D			
	<p>(1) Dane i informacje dotyczące istniejących MWE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dane strukturalnych synchronicznych MWE typu D i C - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 1 Załącznika nr 3. Dane strukturalnych synchronicznych MWE typu B - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 2 Załącznika nr 3. Dane strukturalnych MWE typu D i C będącymi PPM typu FW - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 1 Załącznika nr 4. Dane strukturalnych MWE typu B będącymi PPM typu FW - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 2 Załącznika nr 4. Dane strukturalnych MWE typu D i C będącymi PPM typu PV - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 1 Załącznika nr 5. Dane strukturalnych MWE typu B będącymi PPM typu PV - Zgodnie z wykazem zamieszczonym w części 2 Załącznika nr 5. 	X		
	(2) Dane i informacje dotyczące MWE planowanych do przyłączenia do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn (dane rejestracyjne) – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 7.	X		
	(3) Dane i informacje dotyczące istniejących MWE przyłączonych do sieci przesyłowej.	X		
	<p>(4) Dane dotyczące modułów wytwarzania energii typu A przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn:</p> <ul style="list-style-type: none"> Łączna zagregowana moc zainstalowana MWE typu A, z podziałem na źródła energii, pierwotnej. Łączna zagregowana moc zainstalowana MWE typu A w podziale na agregaty przyłączone do tego samego węzła sieci po dolnej stronie transformatora 110/SN. 	X		
	(5) Dane i informacje dotyczące istniejących MWE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, dotyczące danych telemetrycznych MWE i zdolności MWE do wykorzystania ruchowego – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 6.	X		

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE STRUKTURALNE	ODBIÓR PRZYŁĄCZONY DO SIECI PRZESYŁOWEJ			
	(1) Dane i informacje dotyczące istniejących elementów sieci o napięciu 110 kV i wyższym – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 1.			X
	(2) Dane i informacje dotyczące planowanego rozwoju rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w pkt 3.2.5.			X
	(3) Dane i informacje dotyczące planowanego rozwoju linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w pkt 3.2.5.			X
	(4) Godzinowe krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych.			X
	ODBIÓR PRZYŁĄCZONY DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 kV			
	(1) Dane i informacje dotyczące istniejących elementów sieci o napięciu 110 kV i wyższym – Zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 1.	X		
	(2) Dane i informacje dotyczące planowanego rozwoju rozdzielni o napięciu 110 kV i wyższym oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania – zgodnie z wykazem zamieszczonym w pkt 3.2.5.	X		
	(3) Dane i informacje dotyczące istniejących linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania – zgodnie z wykazem zamieszczonym w Załączniku nr 1.	X		
	(4) Dane i informacje dotyczące planowanego rozwoju linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym oraz nowych inwestycji w 5 letnim horyzoncie planowania – zgodnie z wykazem zamieszczonym w pkt 3.2.5.	X		
	(5) Godzinowe krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych.	X		

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE PLANISTYCZNE	TWORZENIE I AKTUALIZACJA PLANÓW DLA 5-LETNIEGO HORYZONTU PLANOWANIA			
	<p>(1) Plany pracy MWE obejmujące:</p> <p>a) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto wprowadzane do sieci w poszczególnych OREB przez MWE w miejscu przyłączenia tego MWE do sieci OSD, wynikające z mocy dyspozycyjnej elektrownianej MWE i uwzględniające moc przyłączeniową MWE, określoną w umowie o przyłączenie, oraz decyzje rynkowe właściciela zakładu.</p> <p>b) Wielkości generacji mocy czynnej netto wprowadzane do sieci na koniec poszczególnych OREB przez MWE w miejscu przyłączenia tego MWE do sieci OSD, wynikające z mocy dyspozycyjnej elektrownianej MWE i uwzględniające moc przyłączeniową MWE, określoną w umowie o przyłączenie, oraz decyzje rynkowe właściciela zakładu.</p> <p>c) Znacznik określający czy wielkości określone w pkt a) i b) odzwierciedlają generację mocy czynnej netto odpowiadającą potencjałowi generacji MWE wynikającemu z warunków meteorologicznych.</p> <p>d) Wielkości generacji mocy czynnej netto wymienione w pkt a) i uwzględniające polecenia ruchowe OSD.</p> <p>e) Wielkości generacji mocy czynnej netto wymienione w pkt b) i uwzględniające polecenia ruchowe OSD.</p> <p>f) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto wytwarzanych w poszczególnych OREB przez MWE na własne potrzeby właściciela zakładu – dotyczy tylko MWE ze znacznikiem „autogeneracja”.</p> <p>g) Wielkości generacji mocy czynnej netto wytwarzanych na koniec poszczególnych OREB przez MWE na własne potrzeby właściciela zakładu – dotyczy tylko MWE ze znacznikiem „autogeneracja”.</p> <p>h) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto MWE w poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy dyspozycyjnej elektrownianej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.</p> <p>i) Wielkości generacji mocy czynnej netto MWE na koniec poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy dyspozycyjnej elektrownianej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.</p>	D *), C i B	D **)	

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE PLANISTYCZNE	j) Średnie wielkości generacji mocy czynnej netto MWE w poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy zainstalowanej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu. k) Wielkości generacji mocy czynnej netto MWE na koniec poszczególnych OREB, określające potencjał generacji MWE wynikający z warunków meteorologicznych i z mocy zainstalowanej MWE – dotyczy tylko PPM typu FW, PPM typu PV i PPM typu układ hybrydowy, w tym dla poszczególnych elementów tego układu.	D *), C i B	D **)	
	2) Prognozowane wartości maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych elektrownianych netto MWE na koniec poszczególnych OREB.	C i B		
	3) Prognozowane wartości maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych sieciowych netto poszczególnych MWE na koniec poszczególnych OREB.	C i B		
	4) Polecenia ruchowe OSD skutkujące zwiększeniem lub zmniejszeniem generacji mocy czynnej netto poszczególnych MWE, w poszczególnych OREB.	D *), C i B		
	(5) Planowane postoje poszczególnych modułów wytwarzania energii wraz z kwalifikacją postoju.	D *)	D **)	
	(6) Planowane ubytki mocy poszczególnych modułów wytwarzania energii wraz z przyczyną wystąpienia ubytku.	D *)	D **)	
	(7) Prognozowane ograniczenia zdolności regulacji mocy biernej, układów regulacji ARNE, niesprawności układów regulacji pierwotnej i wtórnej.	D *)	D **)	
	(8) Zdarzenia ruchowe (awarie).	D *)	D **)	
	(9) Planowana praca wymuszona poszczególnych modułów wytwarzania energii.	D *)	D **)	
	(10) Planowane wartości wymiany nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV.	X	D **)	
	PLANOWANIE PRACY SIECI ZAMKNIĘTEJ – podmioty przyłączone do sieci przesyłowej			
	(1) Propozycje planów wyłączeń instalacji oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii w okresie objętym danym planem z obszaru sieci OSDp/OSDn.	X		
	(2) Propozycje planów wyłączeń instalacji oraz elementów rozdzielni i powiązanych z nimi zmian topologii w okresie objętym danym planem z obszaru sieci przesyłowej.	X	X	X

*) W przypadku, gdy MWE typu D jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej i na RB nie tworzy JG_{w1}.

**) W przypadku, gdy MWE typu D tworzy na RB jest przyłączony do sieci przesyłowej i na RB nie tworzy JG_{w1}.

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca*)
DANE CZASU RZECZYWISTEGO	POMIARY I DANE DOTYCZĄCE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ			
	<p>(1) Pomiary z sieci dystrybucyjnej, na obszarze sieci OSDp/OSDn:</p> <ul style="list-style-type: none"> Pomiary mocy czynnych i biernych, prądów oraz napięć ze wszystkich rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym, z zastrzeżeniem: <ul style="list-style-type: none"> Sprzęgieł/ łączników szyn (tylko moc czynna i bierna). Urządzeń do kompensacji mocy biernej (tylko moc bierna). Pomiary mocy czynnych i biernych po dolnej stronie transformatorów trójzwojennych 110 kV/SN. Pomiary częstotliwości z pól liniowych i sekcji systemów szyn rozdzielni o napięciu 110 kV lub wyższym. Pomiary mocy biernych na zaciskach urządzeń do kompensacji mocy biernej przyłączonych do uzwojenia SN transformatorów o górnym napięciu 400, 220 i 110 kV. Położenie przełączników zaczepów transformatorów sprzęgających NN/110, NN/SN i 110/SN farm wiatrowych, wyprowadzających moc bezpośrednio do rozdzielni 400, 220 i 110 kV. 	X		X
	<p>(2) Dane i informacje dotyczące topologii sieci o napięciu 110 kV lub wyższym na obszarze sieci OSDp/OSDn:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sygnalizację stanu wyłączników i odłączników ze wszystkich pól rozdzielni. Sygnalizację stanu uziemników z pól linii wymiany międzysystemowej. 	X		X
	(3) Dopuszczalna dynamicznie obciążalność linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV lub wyższym.	X		X

*) Dane dotyczące odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE CZASU RZECZYWISTEGO	POMIARY I DANE DOTYCZĄCE PRACY MWE			
	(1) Pomiary mocy czynnej i biernej brutto i netto dla każdego MWE lub agregatów	D*), C i B	D**)	
	(2) Pomiary mocy czynnej i biernej potrzeb własnych MWE.	D*)	D**)	
	(3) Pomiary napięć i częstotliwości generatorowych dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni o napięciu 400, 220 i 110 kV.	D*)	D**)	
	(4) Pomiary prądów dolnej strony transformatora NN/NN, NN/WN zainstalowanych w torze wyprowadzenia mocy modułu do sieci.	D*)	D**)	
	(5) Położenie przełączników zaczepek transformatorów NN/NN, NN/WN, NN/SN, WN/SN zainstalowanych w torze wyprowadzenia mocy modułu do sieci, dla każdego MWE wyprowadzającego moc do rozdzielni OSP o napięciu 400, 220 lub 110 kV.	D*)	D**)	
	(6) Sygnalizacja stanu wyłączników, odłączników i uziemników po stronie napięcia generatorowego i po górnej stronie transformatora zainstalowanego w torze wyprowadzenia mocy modułu do sieci, dla każdego MWE przyłączonego do rozdzielni o napięciu 400, 220 i 110 kV.	D*)	D**)	
	(6) Praca ARNE: stan pracy regulacji ARNE i nastawy ograniczników mocy biernej dostępnej dla ARNE.	D*)	D**)	
	(7) Pomiary poziomu wody zbiornika górnego elektrowni wodnych.	D*)	D**)	
	(8) Pomiary poziomu wody zbiorników górnego i dolnego elektrowni wodnych – dla elektrowni szczytowo-pompowych, w których skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu D lub C.	D*) i C***)	D**)	
	(9) Dopuszczalna obciążalność dynamiczna linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV lub wyższym.	D*)	D**)	
	(10) Średnia prędkość wiatru, kierunek wiatru, temperatura powietrza, liczba pracujących turbin, liczba turbin gotowych do pracy, liczba odstawionych turbin, odczyty z estymatora (o ile jest zainstalowany) – dotyczy MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru.	D*)	D**)	
	(11) Natężenie promieniowania słonecznego mierzone na modułach PV, jeżeli ten pomiar jest dostępny, a w przeciwnym przypadku pomiar ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowana jest PPM typu PV, temperatura powietrza, temperatura modułów PV, jeżeli ten pomiar jest dostępny, prędkość wiatru, liczba aktualnie pracujących inwerterów, liczba odstawionych inwerterów, odczyty z estymatora (o ile jest zainstalowany) – dotyczy MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego.	D*)	D**)	
	(12) Pomiarów częstotliwości w punkcie przyłączenia dla każdego modułu wytwarzania energii typu D i C wskazanego w Wykazie SGU opracowanym w oparciu o art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196.	D****) i C****)		

Rodzaj danych		Podmiot przekazujący		
		OSDp	Wytwórca	Odbiorca
DANE CZASU RZECZYWISTEGO	(13) Pomiar prędkości wiatru dla MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW.	C i B*****)		
	(14) Pomiar temperatury powietrza dla MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia wiatru, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu FW.	C i B*****)		
	(15) Pomiar natężenia promieniowania słonecznego [W/m ²] dla MWE typu B lub C, mierzone na modułach fotowoltaicznych, jeżeli ten pomiar jest dostępny, a w przeciwnym przypadku pomiar ze stacji pogodowej z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV	C i B		
	(16) Pomiar prędkości wiatru dla MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV.	C i B*****)		
	(17) Pomiar temperatury powietrza dla MWE, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, z miejsca, w którym zlokalizowany jest PPM typu PV.	C i B*****)		
	(18) Pomiar temperatury modułów fotowoltaicznych dla MWE typu C i B, których źródłem energii pierwotnej jest energia promieniowania słonecznego, jeżeli ten pomiar jest dostępny	C i B		

*) Dotyczy MWE typu D przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn

**) Dotyczy MWE typu D przyłączonych do sieci przesyłowej

***) Dotyczy MWE typu C przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn i wchodzących w skład elektrowni szczytowo-pompowych

****) Dotyczy MWE typu D i C wskazanego w dokumencie opracowanym przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych i zatwierdzonym przez Prezesa URE (dalej „Wykaz SGU”)

*****) Dotyczy MWE, dla których ten pomiar jest dostępny

Załącznik nr 1.

Wykaz danych strukturalnych istniejących elementów sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
Dane i informacje dotyczące stacji/ rozdzielni elektroenergetycznej			
1	Parametry administracyjne stacji/rozdzielni elektroenergetycznej 400 kV, 220 kV i 110 kV		
2	Obszar ODM	[-]	
3	Nazwa i oddział OSDp	[-]	
4	Nazwa OSDn (o ile dotyczy)	[-]	
5	Nazwa właściciela (właścicieli – o ile dotyczy)	[-]	
6	Nazwa stacji	[-]	
7	Kod stacji/ kod rozdzielni (kod dla nowych obiektów jest uzgadniany z OSP)	[-]	
8	Współrzędne geograficzne stacji/ rozdzielni (para współrzędnych podawana w formacie WGS84)	(00,00000 [N] i 00,00000 [E])	
9	Napięcie rozdzielni	[kV]	
10	Data rzeczywistego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
11	Data planowanego usunięcia (o ile jest znana)	[RRRR.MM.DD]	
12	Rozdzielnia istotna w planie odbudowy KSE	[Tak / Nie]	
13	Schemat, typ i układ normalny pracy rozdzielni		Plik pdf
14	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - WYŁĄCZNIK		
15	Typ wyłącznika	[-]	
16	Napięcie znamionowe wyłącznika	[kV]	
17	Prąd znamionowy ciągły wyłącznika	[A]	
18	Prąd znamionowy wyłączalny wyłącznika	[kA]	
19	Prąd znamionowy 1 sekundowy	[kA]	
20	Czas własny wyłącznika (tryb wyłączenia)	[ms]	
21	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
22	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - PRZEKŁADNIKI KOMBINOWANE		
23	Typ przekładnika	[-]	
24	Napięcie znamionowe	[kV]	
25	Prądy znamionowe pierwotne przekładnika	[A]	
26	Prądy znamionowe wtórne przekładnika	[A]	
27	Napięcie znamionowe uzwojenia pierwotnego	[kV]	
28	Napięcia znamionowe uzwojenia wtórnego	[kV]	
29	Moc uzwojeń wtórnych dla części napięciowej	[VA]	
30	Klasa dokładności uzwojenia wtórnego dla części napięciowej	[-]	
31	Dopuszczalne trwałe przeciążenia strony pierwotnej przekładnika X*In	[A]	
32	Współczynnik graniczny dokładności (liczba przetężeńiowa)	[-]	
33	Liczba rdzeni strony wtórnej części prądowej	[-]	
34	Moc rdzenia strony wtórnej części prądowej	[VA]	
35	Klasa dokładności rdzenia strony wtórnej części prądowej	[-]	
36	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
37	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - PRZEKŁADNIKI PRĄDOWE		
38	Typ przekładnika	[-]	
39	Napięcie znamionowe	[kV]	
40	Prąd znamionowy pierwotny przekładnika	[A]	
41	Prądy znamionowe wtórne przekładnika	[A]	
42	Liczba rdzeni strony wtórnej	[-]	
43	Moc rdzenia strony wtórnej	[VA]	
44	Dopuszczalne trwałe przeciążenia strony pierwotnej przekładnika X*In	[A]	
45	Współczynnik graniczny dokładności (liczba przetężeńiowa)	[-]	
46	Klasa dokładności rdzenia strony wtórnej	[-]	

47	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
48	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - PRZEKŁADNIKI NAPIĘCIOWE		
49	Typ przekładnika	[-]	
50	Napięcie znamionowe uzwojenia pierwotnego	[kV]	
51	Napięcia znamionowe uzwojenia wtórnego	[V]	
52	Moce uzwojenia wtórnego	[VA]	
53	Klasy dokładności uzwojenia wtórnego	[-]	
54	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
55	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - ODŁĄCZNIKI		
56	Typ odłącznika	[-]	
57	Napięcie znamionowe odłącznika	[kV]	
58	Prąd znamionowy ciągly odłącznika	[A]	
59	Dopuszczalny prąd zwarcia	[kA]	
60	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
61	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - UZIEMNIKI		
62	Typ uziemnika	[-]	
63	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - ODGROMNIKI		
64	Typ odgromnika	[-]	
65	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - DŁAWIKI W.CZ.		
66	Typ dławika	[-]	
67	Napięcie znamionowe dławika	[kV]	
68	Prąd znamionowy ciągly dławika	[A]	
69	Parametry techniczne transformatorów zainstalowanych w rozdzielniach 400 kV, 220 kV, 110 kV		
70	Informacje identyfikujące transformator		
71	Typ transformatora (oznaczenia producenta np. ANSR3Hb 500000/400PN)	[-]	
72	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
73	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
74	Nazwa właściciela	[-]	
75	Liczba uzwojeń transformatora	[-]	
76	Układ połączeń transformatora	[-]	
77	Budowa rdzenia/ liczba rdzeni (np. trójkolumnowy, pięciokolumnowy)	[-]	
78	Informacje o uzwojeniach transformatora		
79	Napięcie znamionowe każdego z uzwojeń transformatora	[kV]	
80	Moc znamionowa każdego z uzwojeń transformatora	[MVA]	
81	Dopuszczalna obciążalność długotrwała	[MVA]	
82	Moc znamionowa w funkcji temperatury – jeżeli występuje	[MVA]	
83	Dopuszczalna wartość obciążalności awaryjnej i dopuszczalny czas obciążenia awaryjnego – jeżeli występuje	[minuty]	
84	Współczynnik obciążenia przed wystąpieniem zakłócenia $k_a = S_o / S_n$ – jeżeli występuje	[-]	
85	Napięcie zwarcia dla każdej pary uzwojeń w położeniu przełącznika zaczerwów w pozycji neutralnej	[%]	
86	Moc odniesienia dla pary uzwojeń, dla których wykazano poszczególne napięcia zwarcia transformatora	[MVA]	
87	Straty w miedzi dla każdej pary uzwojeń transformatora	[kW]	
88	Moc odniesienia dla każdej pary uzwojeń, dla których wykazano straty w miedzi transformatora	[MVA]	
89	Straty w żelazie	[kW]	
90	Prąd jałowy transformatora	[%]	
91	Informacje dotyczące regulacji transformatora		
92	Sposób regulacji (np. pod obciążeniem)	[-]	
93	Lokalizacja uzwojenia regulacyjnego (np.: uzwojenie górne, uzwojenie dolne)	[-]	
94	Liczba zaczerwów transformatora	[-]	
95	Zmiana impedancji na zaczerw – jeśli występuje	[-]	
96	Numer lub numery pierwszego zaczerpu neutralnego	[-]	
97	Numer lub numery ostatniego zaczerpu neutralnego	[-]	
98	Zakres zmiany napięcia w zakresie od pierwszego do neutralnego zaczerpu	[%]	

99	Zakres zmiany napięcia w zakresie od neutralnego zaczełu do ostatniego zaczełu	[%]	
100	Napięcie U_N na zaczele neutralnym	[kV]	
101	Pozycje przełącznika fazy ew. regulacja symetryczna – jeżeli występuje (regulacja skośna)	[-]	
102	Charakterystyka regulacji modułu napięcia i kąta przekładni – jeżeli występuje	[-]	
103	Informacje dotyczące miejsca przyłączenia		
104	Miejsce/numer pola przyłączenia po stronie górnego napięcia	[-]	
105	Miejsca/numery pól przyłączenia po stronie dolnego napięcia	[-]	
106	Parametry techniczne urządzeń kompensacyjnych zastosowanych w rozdzielniach 400 kV, 220 kV, 110 kV oraz SN w stacjach NN/SN i WN/SN		
107	Parametry baterii kondensatorów		
108	Typ	[-]	
109	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
110	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
111	Nazwa właściciela	[-]	
112	Napięcie znamionowe	[kV]	
113	Moc znamionowa	[Mvar]	
114	Miejsce/ numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
115	Parametry techniczne dławików kompensacyjnych		
116	Typ	[-]	
117	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
118	Nazwa właściciela	[-]	
119	Moc znamionowa	[Mvar]	
120	Typ przełącznika zaczełów – jeżeli występuje	[-]	
121	Liczba zaczełów – jeżeli występuje	[-]	
122	Zakres zmiany mocy biernej – jeżeli występuje	[Mvar na zaczeł]	
123	Miejsce/ numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
124	Parametry techniczne kompensatorów synchronicznych		
125	Typ	[-]	
126	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
127	Nazwa właściciela	[-]	
128	Napięcie znamionowe	[kV]	
129	Moc znamionowa	[Mvar]	
130	Wartość mocy biernej indukcyjnej	[Mvar]	
131	Wartość mocy biernej pojemnościowej	[Mvar]	
132	Pobór mocy czynnej	[MW]	
133	Inercja	[s]	
134	Czas rozruchu	[min]	
135	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
136	Parametry techniczne kompensatorów statycznych		
137	Typ	[-]	
138	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
139	Nazwa właściciela	[-]	
140	Moc znamionowa	[Mvar]	
141	Napięcie znamionowe	[kV]	
142	Wartość mocy biernej indukcyjnej	[Mvar]	
143	Wartość mocy biernej pojemnościowej	[Mvar]	
144	Pobór mocy czynnej	[MW]	
145	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
Dane i informacje dotyczące napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV ¹			
146	Parametry pierwotne		
147	Dane o przebiegu linii		
148	Rozdzielnia początkowa (kod/ nazwa rozdzielni/ punktu odczepowego)	[-]	
149	Rozdzielnia końcowa (kod/ nazwa rozdzielni/ punktu odczepowego)	[-]	
150	Obszar OSP (ODM)	[-]	

151	Nazwa i oddział OSDp	[-]	
152	Nazwa OSDn (o ile dotyczy)	[-]	
153	Nazwa właściciela	[-]	
154	Data planowanego usunięcia (o ile jest znana)	[RRRR.MM.DD]	
155	Długość linii	[km]	
156	Napięcie znamionowe linii	[kV]	
157	Napięcie robocze linii	[kV]	
158	Dane konstrukcyjne linii (wyciąg z wykazu montażowego linii)		
159	Numeracje słupów w danym przęśle linii	[-]	
160	Typ przewodów roboczych w danym przęśle linii	[-]	
161	Przekrój przewodów roboczych w danym przęśle linii	[mm²]	
162	Długość przewodów roboczych w danym przęśle linii	[m]	
163	Seria i typ słupów zastosowanych w rozbiu na poszczególne przęsła linii	[-]	
164	Typ przewodu odgromowego w danym przęśle linii	[-]	
165	Tor równoległy przebiegający na tych samych słupach w danym przęśle linii (dane identyfikacyjne: kod linii/ numery przęseł itp.)	[-]	
166	Parametry elektryczne linii		
167	Rezystancje R i Ro całej linii	[Ω]	
168	Reaktancje X i Xo całej linii	[Ω]	
169	Półowa susceptancji B i Bo linii	[μS]	
170	Reaktancja wzajemną linii Xw	[Ω]	
171	Parametry elektryczne linii na 1 km dla poszczególnych typów przewodów roboczych i długości linii z tymi przewodami, gdy niemożliwe jest pozyskanie parametrów określonych w pkt 172 - 1175		
172	Rezystancje R i Ro linii	[Ω]	
173	Reaktancje X i Xo linii	[Ω]	
174	Półowa susceptancji B i Bo linii	[μS]	
175	Reaktancja wzajemną linii Xw	[Ω]	
178	Charakterystyka obciążalności linii elektroenergetycznej w funkcji temperatury a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne w sezonie zimowym i w sezonie letnim		
179	Obciążalności termiczne krótkookresowe (awaryjne) w funkcji temperatury a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne krótkookresowe w sezonie zimowym i w sezonie letnim oraz dopuszczalny czas obciążalności termicznej krótkotrwałe wyrażony w minutach – jeśli są stosowane		
Dane i informacje dotyczące kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV ²			
180	Parametry pierwotne		
181	Dane o przebiegu linii		
182	Rozdzielnia początkowa (kod/ nazwa rozdzielni/ punktu odczepowego)	[-]	
183	Rozdzielnia końcowa (kod/ nazwa rozdzielni/ punktu odczepowego)	[-]	
184	Obszar OSP (ODM)	[-]	
185	Nazwa i oddział OSDp	[-]	
186	Nazwa OSDn (o ile dotyczy)	[-]	
187	Nazwa właściciela	[-]	
188	Data planowanego usunięcia (o ile jest znana)	[RRRR.MM.DD]	
189	Długość linii	[km]	
190	Napięcie znamionowe linii	[kV]	
191	Napięcie robocze linii	[kV]	
192	Dane konstrukcyjne linii (wyciąg z wykazu montażowego linii)		
193	Długości odcinków linii w przypadku montażu różnych typów kabli	[km]	
194	Typy i parametry pierwotne (dane producenta) kabli zastosowanych na danym odcinku linii	[-]	
195	Sposób ułożenia kabla	[-]	
196	Sposób uziemienia żył powrotnych (jednostronne/ obustronne/ cross-bonding)	[-]	
197	Parametry elektryczne linii		
198	Rezystancje R i Ro całej linii	[Ω]	
199	Reaktancje X i Xo całej linii	[Ω]	
200	Półowa susceptancji B i Bo linii	[μS]	

201	Parametry elektryczne linii na 1 km dla poszczególnych typów kabla roboczego i długości tego kabla, gdy niemożliwe jest pozyskanie parametrów określonych w pkt 202 - 204		
202	Rezystancje R i Ro linii	[Ω]	
203	Reaktancje X i Xo linii	[Ω]	
204	Półowa susceptancji B linii przy kablach B=Bo	[μS]	
205	Charakterystyka obciążalności linii elektroenergetycznej w funkcji temperatury a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne w sezonie zimowym i w sezonie letnim		
206	Obciążalności termiczne krótkookresowe (awaryjne) w funkcji temperatury a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne krótkookresowe w sezonie zimowym i w sezonie letnim oraz dopuszczalny czas obciążalności termicznej krótkotrwałej wyrażony w minutach – jeśli są stosowane		
Dane i informacje dotyczące linii kablowo-napowietrznych o napięciu 110 kV ³			
207	Wykaz parametrów dla poszczególnych odcinków kablowych i liniowych		zgodnie z pkt 150 - 210

- ¹ Dane i informacje dotyczące napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV powinny obejmować parametry pierwotne linii albo w przypadku ich braku parametry elektryczne całej linii
- ² Dane i informacje dotyczące kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV powinny obejmować parametry pierwotne linii albo w przypadku ich braku parametry elektryczne całej linii
- ³ Dane i informacje dotyczące linii kablowo-napowietrznych o napięciu 110 kV powinny obejmować parametry pierwotne linii albo w przypadku ich braku parametry elektryczne całej linii

Załącznik nr 2.

Wykaz danych strukturalnych planowanych elementów sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV i wyższym (dane rejestracyjne)

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
Dane i informacje dotyczące stacji/ rozdzielni elektroenergetycznej			
1	Parametry administracyjne stacji/rozdzielni elektroenergetycznej 400 kV, 220 kV, 110 kV		
2	Obszar ODM	[-]	
3	Nazwa i oddział OSDp	[-]	
4	Nazwa OSDn (o ile dotyczy)	[-]	
5	Nazwa stacji	[-]	
6	Kod stacji/ kod rozdzielni (w tym systemy szyn i numery pól) – kod dla nowych obiektów jest uzgadniany z OSP	[-]	
7	Współrzędne geograficzne stacji/ rozdzielni (para współrzędnych podawana w formacie WGS84)	(00,00000 [N] i 00,00000 [E])	
8	Napięcie rozdzielni	[kV]	
9	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
10	Schemat, typ i układ normalny pracy rozdzielni		Plik pdf
11	Parametry aparatury pierwotnej 400 kV, 220 kV i 110 kV - WYŁĄCZNIK ⁽¹⁾		
12	Prąd znamionowy wyłączalny wyłącznika		[kA]
13	Miejsce/ numer pola przyłączenia w rozdzielni		[-]
14	Parametry techniczne transformatorów zainstalowanych w rozdzielniach 400 kV, 220 kV, 110 kV		
15	Miejsce przyłączenia: stacja/rozdzielnia	[-]	
16	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
17	Moc znamionowa każdego z uzwojeń transformatora	[MVA]	
18	Napięcie znamionowe każdego z uzwojeń transformatora	[kV]	
19	Napięcie zwarcia dla każdej pary uzwojeń w położeniu przełącznika zaczeptów w pozycji neutralnej	[%]	
20	Moc odniesienia dla pary uzwojeń, dla których wykazano poszczególne napięcia zwarcia transformatora	[MVA]	
21	Straty w miedzi dla każdej pary uzwojeń transformatora	[kW]	
22	Moc odniesienia dla każdej pary uzwojeń, dla których wykazano straty w miedzi transformatora	[MVA]	
23	Zakres zmiany napięcia w zakresie od pierwszego do neutralnego zaczeptu	[%]	
24	Zakres zmiany napięcia w zakresie od neutralnego zaczeptu do ostatniego zaczeptu	[%]	
25	Dopuszczalna obciążalność długotrwała ⁽¹⁾	[MVA]	
26	Moc znamionowa w funkcji temperatury ⁽¹⁾	[MVA]	
27	Dopuszczalna wartość obciążalności awaryjnej i dopuszczalny czas obciążenia awaryjnego ⁽¹⁾	[minuty]	
28	Układ połączeń transformatora ⁽¹⁾	[-]	
29	Liczba zaczeptów transformatora ⁽¹⁾	[-]	
30	Straty w żelazie ⁽¹⁾	[kW]	
31	Prąd jałowy transformatora ⁽¹⁾	[%]	
32	Parametry techniczne urządzeń kompensacyjnych zastosowanych w rozdzielniach 400 kV, 220 kV, 110 kV oraz SN w stacjach NN/SN i WN/SN		
33	Parametry baterii kondensatorów		
34	Miejsce przyłączenia: stacja/ rozdzielnia	[-]	
35	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
36	Moc znamionowa	[Mvar]	
37	Napięcie znamionowe	[kV]	
38	Parametry techniczne dławików kompensacyjnych		
39	Miejsce przyłączenia: stacja/ rozdzielnia	[-]	
40	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
41	Moc znamionowa	[Mvar]	
42	Napięcie znamionowe	[kV]	
43	Parametry techniczne kompensatorów synchronicznych		
44	Typ	[-]	

45	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
46	Data planowanego usunięcia	[RRRR.MM.DD]	
47	Nazwa właściciela	[-]	
48	Napięcie znamionowe	[kV]	
49	Moc znamionowa	[Mvar]	
50	Wartość mocy biernej indukcyjnej	[Mvar]	
51	Wartość mocy biernej pojemnościowej	[Mvar]	
52	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
53	Parametry techniczne kompensatorów statycznych		
54	Miejsce przyłączenia: stacja/ rozdzielnia	[-]	
55	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
56	Moc znamionowa	[Mvar]	
57	Wartość mocy biernej indukcyjnej	[Mvar]	
58	Wartość mocy biernej pojemnościowej	[Mvar]	
59	Napięcie znamionowe	[kV]	
60	Miejsce/numer pola przyłączenia w rozdzielni	[-]	
Dane i informacje dotyczące napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV			
61	Rozdzielnia początkowa	[-]	
62			
63	Rozdzielnia końcowa	[-]	
64	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
65	Długość linii	[km]	
66	Napięcie znamionowe linii	[kV]	
67	Rezystancje R i Ro całej linii	[Ω]	
68			
69	Reaktancje X i Xo całej linii	[Ω]	
70	Połowa susceptancji B i Bo całej linii	[μS]	
71	Reaktancja wzajemną całej linii Xw	[Ω]	
72	Charakterystyka obciążalności linii elektroenergetycznej w funkcji temperatury, a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne w sezonie zimowym i w sezonie letnim (uwzględniające ograniczenia aparaturowe w torze prądowym)	[A]	
73	Obciążalności termiczne krótkookresowe (awaryjne) w funkcji temperatury a w przypadku jej braku, obciążalności termiczne krótkookresowe w sezonie zimowym i w sezonie letnim oraz dopuszczalny czas obciążalności termicznej krótkotrwałej wyrażony w minutach – jeśli są stosowane ⁽¹⁾	[A]	
74	Ograniczenia aparaturowe w polach liniowych wpływające na obciążalność linii ⁽¹⁾	[A]	
Dane i informacje dotyczące kablowych linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV			
75	Rozdzielnia początkowa	[-]	
76	Rozdzielnia końcowa	[-]	
77	Data planowanego uruchomienia	[RRRR.MM.DD]	
78	Długość linii	[km]	
79	Napięcie znamionowe linii	[kV]	
80	Rezystancje R i Ro całej linii	[Ω]	
81	Reaktancje X i Xo całej linii	[Ω]	
82	Połowa susceptancji B i Bo całej linii	[μS]	
83	Reaktancja wzajemną całej linii Xw	[Ω]	
84	Dopuszczalna obciążalność linii w okresie letnim i zimowym	[A]	
85	Parametry modeli matematycznych kompensatorów statycznych (STATCOM) i kompensatorów synchronicznych w standardzie Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) lub GE PSLF	[plik]	

(1) O ile parametry są dostępne na etapie rejestracji elementu

Załącznik nr 3.

Wykaz danych strukturalnych istniejących synchronicznych MWE

Część 1. Wykaz danych strukturalnych synchronicznych MWE typu D i C

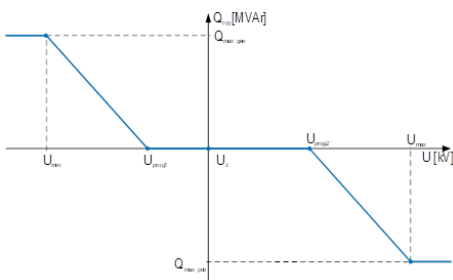
I. Podstawowe parametry techniczne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Terminy					
3.	Data podania napięcia (EON / PGMD)	[RRRR.MM.DD]				
4.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]				
5.	Data przekazania MWE do eksploatacji (FON / OPNU)	[RRRR.MM.DD]				
6.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]				
7.	Podstawowe parametry mocowe MWE		Dla całego MWE	Genera tor 1 ¹	Genera tor 2 ¹	Genera tor 3 ¹
8.	Moc zainstalowana	[MW]				
9.	Moc przyłączeniowa	[MW]				
10.	Moc maksymalna	[MW]				
11.	Moc minimalna	[MW]				
12.	Moc osiągalna	[MW]				
13.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax)	[Mvar]				
14.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax)	[Mvar]				
15.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]				
16.	Generator		Dla całego MWE	Genera tor 1 ¹	Genera tor 2 ¹	Genera tor 3 ¹
17.	Producent	[-]				
18.	Typ generatora i producent ²	[-]				
19.	Moc znamionowa pozorna	[MVA]				
20.	Napięcie znamionowe	[kV]				
21.	Zakres zmian napięcia	[%]				
22.	Moc osiągalna	[MW]				
23.	Minimum techniczne	[MW]				
24.	Cos φ znamionowy	[-]				
25.	Zakresy generacji mocy biernej pojemnościowej (Qpoj)	[Mvar]				
26.	Zakresy generacji mocy biernej indukcyjnej (Qind)	[Mvar]				
27.	Moc czynna potrzeb własnych	[MW]				
28.	Moc bierna potrzeb własnych	[Mvar]				
29.	Identyfikacja miejsca przyłączenia generatorów	[-]				
30.	Schemat jednokreskowy głównych układów elektrycznych			[plik]		
31.	Parametry modeli matematycznych zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciovych, w tym schematy głównych układów elektrycznych			[plik]		

¹ Jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego generatora to należy określić parametry dla każdego z generatorów² Oznaczenie producenta np. GTHW 230, SGen5-3000H

II. Regulacja napięcia i mocy biernej

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		MWE ¹	Generator 1 ¹	Generator 2 ¹	Generator 3 ¹
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy cosφ	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna Q=f(U)	[Tak/Nie]				
7.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji napięcia i mocy biernej OSD/OSP	[Tak/Nie]				
8.	Parametry regulatora napięcia					
9.	Zakres nastaw statyzmu regulatora napięcia	[%]				
10.	Strefa martwa regulacji napięcia	[kV]				
11.	Zakres nastaw strefy martwej regulatora napięcia	[kV]				
12.	Moc bierna dostępna po synchronizacji					
13.	Wartość mocy biernej indukcyjnej	[Mvar]				
14.	Wartość mocy biernej pojemnościowej	[Mvar]				
15.	Charakterystyki					
16.	Wykres kołowy generatora P=f(Q) wraz z identyfikacją ograniczników ²	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_wykres_kołowy" należy przekazać jako odrębny załącznik				
17.	Parametry charakterystyki statycznej Q=f(U) w miejscu przyłączenia ³					



(U;Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
(Umin;Qmax gen)				
(U prog1;0)				
(Uz;0)				
(U prog2;0)				
(Umax;Qmax pob)				

¹ Jeżeli MWE składa się z jednego generatora należy podać parametry dla MWE. Jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego generatora to należy określić parametry dla każdego z generatorów.

² Należy uwzględnić wykres kołowy dla każdego generatora, jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego.

³ Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić parametry dla każdego miejsca przyłączenia.

III. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość		
1.	Kod MWE	[-]			
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na generatorze				
3.	Zainstalowane zabezpieczenia podnapięciowe zainstalowane na generatorze				
4.	I próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
5.	Poziom napięcia	[V]			
6.	Zwłoka czasowa	[s]			
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
9.	II próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
10.	Poziom napięcia	[V]			
11.	Zwłoka czasowa	[s]			
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
14.	III próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
15.	Poziom napięcia	[V]			
16.	Zwłoka czasowa	[s]			
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
19.	IV próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
20.	Poziom napięcia	[V]			
21.	Zwłoka czasowa	[s]			
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na generatorze				
25.	I próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
26.	Poziom napięcia	[V]			
27.	Zwłoka czasowa	[s]			
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

30.	II próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
31.	Poziom napięcia	[V]			
32.	Zwłoka czasowa	[s]			
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
35.	III próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
36.	Poziom napięcia	[V]			
37.	Zwłoka czasowa	[s]			
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
40.	IV próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
41.	Poziom napięcia	[V]			
42.	Zwłoka czasowa	[s]			
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na turbozespolu				
46.	I próg				
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
48.	Zwłoka czasowa	[s]			
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
51.	II próg				
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
53.	Zwłoka czasowa	[s]			
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
56.	III próg				
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
58.	Zwłoka czasowa	[s]			
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
61.	IV próg				
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
63.	Zwłoka czasowa	[s]			

64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na turbozespolu			
67.	I próg			
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
69.	Zwłoka czasowa	[s]		
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
72.	II próg			
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
74.	Zwłoka czasowa	[s]		
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
77.	III próg			
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
79.	Zwłoka czasowa	[s]		
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
82.	IV próg			
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
84.	Zwłoka czasowa	[s]		
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia ²			
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia			
89.	I próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
90.	Poziom napięcia	[V]		
91.	Zwłoka czasowa	[s]		
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
94.	II próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
95.	Poziom napięcia	[V]		
96.	Zwłoka czasowa	[s]		

97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
99.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
100.	Poziom napięcia	[V]			
101.	Zwłoka czasowa	[s]			
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
104.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
105.	Poziom napięcia	[V]			
106.	Zwłoka czasowa	[s]			
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia				
110.	I próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
111.	Poziom napięcia	[V]			
112.	Zwłoka czasowa	[s]			
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
115.	II próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
116.	Poziom napięcia	[V]			
117.	Zwłoka czasowa	[s]			
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
120.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
121.	Poziom napięcia	[V]			
122.	Zwłoka czasowa	[s]			
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
125.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
126.	Poziom napięcia	[V]			
127.	Zwłoka czasowa	[s]			
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia			
131.	I próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
133.	Zwłoka czasowa	[s]		
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
136.	II próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
138.	Zwłoka czasowa	[s]		
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
141.	III próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
143.	Zwłoka czasowa	[s]		
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
146.	IV próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
148.	Zwłoka czasowa	[s]		
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia			
152.	I próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
154.	Zwłoka czasowa	[s]		
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
157.	II próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
159.	Zwłoka czasowa	[s]		
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
162.	III próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3

163.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
164.	Zwłoka czasowa	[s]			
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
167.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
169.	Zwłoka czasowa	[s]			
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt ¹		Generator 1	Generator 2	Generator 3
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]			
174.	Zwłoka czasowa	[s]			
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

¹ W przypadku, w którym MWE składa się więcej niż z jednego generatora, należy podać wartość dla każdego generatora.

² W przypadku, w którym MWE ma więcej niż jedno miejsce przyłączenia, należy podać wartości dla każdego miejsca przyłączenia.

IV. Charakterystyki zwarciove

Kod MWE:	[-]
----------	-----

Lp.	Charakterystyka	
1.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik
3.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik

* W przypadku, w którym MWE ma więcej niż jedno miejsce przyłączenia, należy uwzględnić w pliku pdf charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

V. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Technologia wytwarzania energii elektrycznej ¹	[-]	
3.	Zdolność do pracy w pseudokondensacji ²	[Tak/Nie]	
4.	Minimum techniczne	[MW]	
5.	Współczynnik mocy [brutto/netto]		
6.	dla Pmax	[-]	
7.	dla Pmin	[-]	
8.	dla 85% Pmax	[-]	
9.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
10.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
11.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
12.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
13.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
14.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
15.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
16.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[Hz]	
17.	Zdolność do wzrostu mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-U)		
18.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
19.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
20.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
21.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
22.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
23.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
24.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[Hz]	
25.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
26.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
27.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	
28.	Parametry regulacji FSM (pierwotnej)		
29.	Regulacja FSM w górę (Rezerwa FCR^o)		
30.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
31.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
32.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
33.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
34.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
35.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
36.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	

37.	Regulacja FSM w dół (Rezerwa FCR^D)		
38.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
39.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
40.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
41.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
42.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
43.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
44.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
45.	Automatyczna regulacja wtórna (aFRR)		
46.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
47.	Rezerwa aFRR^G		
48.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
49.	Rezerwa aFRR^D		
50.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
51.	Manualna regulacja wtórna (mFRRd)		
52.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
53.	Rezerwa mFRRd^G		
54.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
55.	Rezerwa mFRRd^D		
56.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
57.	Regulacja mocy bazowej		
58.	Zakres regulacji (P _{max} -P _{min})	[MW]	
59.	Gradient naboru mocy	[MW/min]	
60.	Gradient redukcji mocy	[MW/min]	
61.	Praca w zaniżeniu i w przeciążeniu		
62.	Zdolność do pracy w zaniżeniu w stosunku do mocy minimalnej	[Tak/Nie]	
63.	Wielkość mocy w zaniżeniu netto	[MW]	
64.	Dopuszczalny czas pracy w zaniżeniu w sposób trwały w cyklu dobowym	[h/doba]	
65.	Zdolność do pracy w przeciążeniu w stosunku do mocy maksymalnej	[Tak/Nie]	
66.	Wielkość mocy w przeciążeniu netto	[MW]	
67.	Dopuszczalny czas pracy w przeciążeniu w sposób trwały w cyklu dobowym	[h/doba]	
68.	Zdolność do PPW		
69.	Zdolność do PPW	[TAK/NIE]	
70.	Typ regulatora prędkości obrotowej/częstotliwości	[P,PI,PID-P]	
71.	Czas pracy w trybie PPW	[min]	
72.	Moc obciążenia potrzeb własnych	[MW]	
73.	Udział potrzeb ogólnych	[Tak/Nie]	
74.	Czas pracy bez zasilania potrzeb ogólnych	[min]	
75.	Czas przywrócenia zasilania potrzeb ogólnych drogą wewnętrzną	[min]	
76.	Opis warunków utrzymania MWE w PPW	(opis)	

77	Inne tryby regulacji		
78.	Tryb regulatora mocy	[P,PI,PID]	
79.	Regulacja ciśnienia	[TAK/NIE]	
80.	Izochroniczna regulacja prędkości obrotowej (PI)	[TAK/NIE]	
81.	Dostępne inne tryby regulacji	[opis]	

- 1 Należy wybrać technologię, zgodnie z listą z dokumentu "Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE".
- 2 Wypełnić w przypadku technologii: Turbina parowa kondensacyjno-ciepłownicza, Turbina parowa przeciwpężna, Turbina parowa przeciwpężna z możliwością pracy kondensacyjnej

Współczynnik mocy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto MWE do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne MWE i straty na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wł} + dP}$$

gdzie:

P_N	–	moc czynna netto;
$P_{wł}$	–	moc czynna potrzeb własnych MWE;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, gdzie podawana jest moc czynna netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego MWE,
- 85% Mocy osiągalnej MWE,
- 100% Mocy osiągalnej MWE.

VI. Obrona i odbudowa

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Wskazanie MWE w Wykazie SGU**	[Tak/ Nie]	
3.	Warunki postoju		
4.	Maksymalny czas postoju bez zasilania z zewnątrz	[min]	
5.	Skutek przekroczenia maksymalnego postoju bez zasilania z zewnątrz	[wydłużenie czasu rozruchu, brak możliwości uruchomienia]	
6.	Sposób zapewnienia własnego bezpieczeństwa energetycznego przy braku zasilania z zewnątrz	[agregat prądotwórczy, bateria akumulatora, inne]	
7.	Czas pracy źródła zasilania awaryjnego	[h]	
8.	Zdolność do rozruchu autonomicznego		
9.	Zdolność do rozruchu autonomicznego	Tak/ Nie	
10.	Czas podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[min]	
11.	Źródło zasilania potrzeb własnych ZWE	[agregat prądotwórczy/ inne wewnętrzne źródło]	
12.	Moc źródła zasilania potrzeb własnych	[MW]	
13.	Maksymalny czas pracy agregatu przy braku dostaw paliwa z zewnątrz	[h]	
14.	Zapewnienie dostaw paliwa dla agregatu	[własne, wojsko, lokalny sztab kryzysowy]	
15.	Praca wydzielona PWE*		
16.	Zdolność do pracy wydzielonej PWE	Tak/ Nie	
17.	Maksymalny czas pracy	[h]	
18.	Źródło ograniczenia czasu pracy na PWE	[opis]	
19.	Zasilanie potrzeb ogólnych w czasie PWE	[droga wewnętrzna, droga zewnętrzna, droga wewnętrzna i droga zewnętrzna]	
20.	Informacje o drodze zasilania potrzeb ogólnych lub inne istotne dane	[opis]	
21.	Zdolność do pracy w układach wyspowych		
22.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej	[Mvar]	
23.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana obciążenia	[MW]	
24.	Czas przerwy pomiędzy dociążeniami skokowymi	[min]	
25.	Zdolność do podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[Tak/Nie]	
26.	Minimalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
27.	Maksymalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
28.	Minimalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
29.	Czas pracy z minimalną częstotliwością	[min]	
30.	Maksymalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
31.	Czas pracy z maksymalną częstotliwością	[min]	

32.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń w czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
33.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń w czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
34.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń w czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
35.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń w czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
36.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
37.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
38.	Czas pracy z minimalnym napięciem	[min]	
39.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
40.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
41.	Czas pracy z maksymalnym napięciem	[min]	
42.	Wypracowanie wzorca częstotliwości	[wewnętrzne, zewnętrzne]	
43.	Wypracowanie wzorca napięcia	[wewnętrzne, zewnętrzne]	
44.	Zakres częstotliwości synchronizacji od.. do..	[Hz]	
45.	Zakres napięcia synchronizacji (w miejscu zamknięcia wyłącznika) od... do...	[%Un]	
46.	Zakres napięcia synchronizacji (w miejscu zamknięcia wyłącznika) od... do...	[kV]	
47.	Zabronione obszary pracy od.. do..	[MW]	
48.	Zdolność do pracy w trybie RO(P)		
49.	Zdolność do pracy w trybie RO(P)	Tak/Nie	
50.	Próg aktywacji trybu RO(P)	[Hz]	
51.	Czas zwłoki aktywacji trybu RO(P)	[s]	
52.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana obciążenia	[MW]	
53.	Czas przerwy pomiędzy dociążeniami skokowymi	[min]	
54.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
55.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
56.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
57.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
58.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
59.	Przyjęta nastawialna strefa martwa	[Hz]	
60.	Koordinacja pracy elementu generacyjnego przetwarzającego energię pierwotną	[automatyczna, ręczna]	
61.	Warunki uruchomienia elektrowni		
62.	Moc potrzeb własnych MWE	[MW]	
63.	Moc potrzeb ogólnych ZWE	[MW]	
64.	Droga podania napięcia do ZWE na potrzeby rozruchu po blackout	[opis]	
65.	Wielkość mocy zwarciowej możliwa do dostarczenia do sieci	[MVA]	

* Wypełniać w przypadku, gdy MWE nie ma rozruchu autonomicznego

** TCM opracowany przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych i zatwierdzony przez Prezesa URE

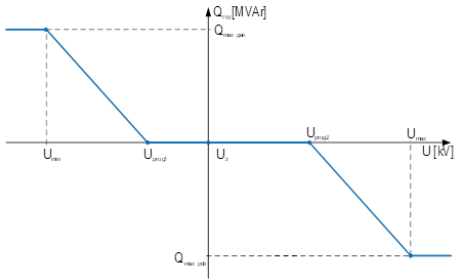
Część 2. Wykaz danych strukturalnych synchronicznych MWE typu B**I. Podstawowe parametry techniczne**

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Terminy					
3.	Data podania napięcia (PGMD)	[RRRR.MM.DD]				
4.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]				
5.	Data przekazania MWE do eksploatacji (OPNU)	[RRRR.MM.DD]				
6.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]				
7.	Podstawowe parametry mocowe MWE		Dla całego MWE	Generator 1 ¹	Generator 2 ¹	Generator 3 ¹
8.	Moc zainstalowana	[MW]				
9.	Moc przyłączeniowa	[MW]				
10.	Moc maksymalna	[MW]				
11.	Moc minimalna	[MW]				
12.	Moc osiągalna	[MW]				
13.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax)	[Mvar]				
14.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax)	[Mvar]				
15.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]				
16.	Schemat jednokreskowy głównych układów elektrycznych			[plik]		

¹ Jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego generatora to należy określić parametry dla każdego z generatorów² Oznaczenie producenta np. GTHW 230, SGen5-3000H

II. Regulacja napięcia i mocy biernej

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej	MWE ¹		Generator 1 ¹	Generator 2 ¹	Generator 3 ¹
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy cosφ	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna Q=f(U)	[Tak/Nie]				
7.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji napięcia i mocy biernej OSD/OSP	[Tak/Nie]				
8.	Charakterystyki					
9.	Wykres kołowy generatora P=f(Q) wraz z identyfikacją ograniczników ²	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_wykres_kołowy" należy przekazać jako odrębny załącznik				
10.	Parametry charakterystyki statycznej Q=f(U) w miejscu przyłączenia ³					

	(U;Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
(Umin;Qmax gen)					
(U prog1;0)					
(Uz;0)					
(U prog2;0)					
(Umax;Qmax pob)					

¹ Jeżeli MWE składa się z jednego generatora należy podać parametry dla MWE. Jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego generatora to należy określić parametry dla każdego z generatorów.

² Należy uwzględnić wykres kołowy dla każdego generatora, jeżeli MWE składa się z więcej niż jednego.

³ Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić parametry dla każdego miejsca przyłączenia.

III. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość		
1.	Kod MWE	[-]			
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na generatorze				
3.	Zainstalowane zabezpieczenia podnapięciowe zainstalowane na generatorze				
4.	I próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
5.	Poziom napięcia	[V]			
6.	Zwłoka czasowa	[s]			
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
9.	II próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
10.	Poziom napięcia	[V]			
11.	Zwłoka czasowa	[s]			
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
14.	III próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
15.	Poziom napięcia	[V]			
16.	Zwłoka czasowa	[s]			
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
19.	IV próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
20.	Poziom napięcia	[V]			
21.	Zwłoka czasowa	[s]			
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na generatorze				
25.	I próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
26.	Poziom napięcia	[V]			
27.	Zwłoka czasowa	[s]			
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

30.	II próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
31.	Poziom napięcia	[V]			
32.	Zwłoka czasowa	[s]			
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
35.	III próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
36.	Poziom napięcia	[V]			
37.	Zwłoka czasowa	[s]			
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
40.	IV próg		Generator 1	Generator 2	Generator 3
41.	Poziom napięcia	[V]			
42.	Zwłoka czasowa	[s]			
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na turbozespolu				
46.	I próg				
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
48.	Zwłoka czasowa	[s]			
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
51.	II próg				
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
53.	Zwłoka czasowa	[s]			
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
56.	III próg				
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
58.	Zwłoka czasowa	[s]			
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]			
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
61.	IV próg				
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
63.	Zwłoka czasowa	[s]			

64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na turbozespolu			
67.	I próg			
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
69.	Zwłoka czasowa	[s]		
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
72.	II próg			
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
74.	Zwłoka czasowa	[s]		
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
77.	III próg			
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
79.	Zwłoka czasowa	[s]		
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
82.	IV próg			
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]		
84.	Zwłoka czasowa	[s]		
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik generatora/ wyłącznik blokowy]		
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia ²			
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia			
89.	I próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
90.	Poziom napięcia	[V]		
91.	Zwłoka czasowa	[s]		
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]		
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]		
94.	II próg	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
95.	Poziom napięcia	[V]		
96.	Zwłoka czasowa	[s]		

97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
99.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
100.	Poziom napięcia	[V]			
101.	Zwłoka czasowa	[s]			
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
104.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
105.	Poziom napięcia	[V]			
106.	Zwłoka czasowa	[s]			
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia				
110.	I próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
111.	Poziom napięcia	[V]			
112.	Zwłoka czasowa	[s]			
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
115.	II próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
116.	Poziom napięcia	[V]			
117.	Zwłoka czasowa	[s]			
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
120.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
121.	Poziom napięcia	[V]			
122.	Zwłoka czasowa	[s]			
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
125.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
126.	Poziom napięcia	[V]			
127.	Zwłoka czasowa	[s]			
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia				
131.	I próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
133.	Zwłoka czasowa	[s]			
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
136.	II próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
138.	Zwłoka czasowa	[s]			
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
141.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
143.	Zwłoka czasowa	[s]			
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
146.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
148.	Zwłoka czasowa	[s]			
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia				
152.	I próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
154.	Zwłoka czasowa	[s]			
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
157.	II próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
159.	Zwłoka czasowa	[s]			
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
162.	III próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3

163.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
164.	Zwłoka czasowa	[s]			
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
167.	IV próg		Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	Miejsce przyłączenia 3
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]			
169.	Zwłoka czasowa	[s]			
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt ¹		Generator 1	Generator 2	Generator 3
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]			
174.	Zwłoka czasowa	[s]			
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/ wyłącznik główny]			
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]			

¹ W przypadku, w którym MWE składa się więcej niż z jednego generatora, należy podać wartość dla każdego generatora.

² W przypadku, w którym MWE ma więcej niż jedno miejsce przyłączenia, należy podać wartości dla każdego miejsca przyłączenia.

IV. Charakterystyki zwarciove

Kod MWE:	[-]
----------	-----

Lp.	Charakterystyka	
1.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik
3.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)*	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik

* W przypadku, w którym MWE ma więcej niż jedno miejsce przyłączenia, należy uwzględnić w pliku pdf charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

V. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Technologia wytwarzania energii elektrycznej ¹	[-]	
3.	Zdolność do pracy w pseudokondensacji ²	[Tak/Nie]	
4.	Minimum techniczne	[MW]	
5.	Współczynnik mocy [brutto/netto]		
6.	dla Pmax	[-]	
7.	dla Pmin	[-]	
8.	dla 85% Pmax	[-]	
9.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
10.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
11.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
12.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
13.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
14.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
15.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
16.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[Hz]	
17.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
18.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
19.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	

1 Należy wybrać technologię, zgodnie z listą z dokumentu "Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE".

2 Wypełnić w przypadku technologii: Turbina parowa kondensacyjno-ciepłownicza, Turbina parowa przeciwpężna, Turbina parowa przeciwpężna z możliwością pracy kondensacyjnej

Współczynnik mocy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto MWE do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne MWE i straty na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wt} + dP}$$

gdzie:

P_N	–	moc czynna netto;
P_{wt}	–	moc czynna potrzeb własnych MWE;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, gdzie podawana jest moc czynna netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego MWE,
- 85% Mocy osiągalnej MWE,
- 100% Mocy osiągalnej MWE.

Załącznik nr 4.

Wykaz danych strukturalnych istniejących PPM typu FW

Część 1. Wykaz danych strukturalnych MWE typu D i C będącymi PPM typu FW

I. Podstawowe parametry techniczne

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość		
1.	Kod MWE	[-]			
2.	Terminy				
3.	Data podania napięcia (EON / PGMD)	[RRRR.MM.DD]			
4.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]			
5.	Data przekazania MWE do eksploatacji (FON / OPNU)	[RRRR.MM.DD]			
6.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]			
7.	Podstawowe parametry mocowe PPM				
8.	Moc zainstalowana	[MW]			
9.	Moc przyłączeniowa	[MW]			
10.	Moc maksymalna	[MW]			
11.	Moc minimalna	[MW]			
12.	Moc osiągalna	[MW]			
13.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax) ³	[Mvar]			
14.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax) ³	[Mvar]			
15.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]			
16.	System do wyznaczania w sposób ciągły w czasie rzeczywistym szacowanej wartości mocy czynnej możliwej do generacji przez PPM (estymator)	[Tak/Nie]			
17.	Krytyczna prędkość wiatru, powyżej której wszystkie turbiny wchodzące w skład MWE są wyłączane ze względów bezpieczeństwa	[m/s]			
18.	Turbina wiatrowa		Typ 1	Typ 2 ¹	Typ 3 ¹
19.	Producent	[-]			
20.	Model turbiny ²	[-]			
21.	Typ generatora	[-]			
22.	Moc znamionowa	[MW]			
23.	Kształtowanie parametrów sieci (źródło napięciowe/ Thevenina, z ang. Grid forming) ⁴	[tak/nie]			
24.	Liczba turbin danego typu zainstalowanych na PPM	[szt]			
25.	Charakterystyka pracy turbiny – generacja mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru (dane w formie tabelarycznej)	[-]			
26.	Zakres zdalnego sterowania PPM				
27.	W zakresie mocy czynnej				
28.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez sterowanie łącznikiem (wylłącznik lub rozłącznik) w torze wyprowadzenia mocy PPM	[tak/nie]			
29.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez zadanie wartości zerowej w regulatorze mocy	[tak/nie]			
30.	Redukcja mocy czynnej (zadawanie maksymalnego dopuszczalnego poziomu generacji)	[tak/nie]			

31.	Płynna regulacja mocy czynnej (w kierunku generacji)	[tak/nie]	
32.	W zakresie napięcia i mocy biernej		
33.	Zadawanie wartości mocy biernej	[tak/nie]	
34.	Zadawanie wartości współczynnika mocy $\cos \varphi$	[tak/nie]	
35.	Zadawanie wartości napięcia (w pkt. przyłączenia)	[tak/nie]	
36.	Regulacja lokalna zgodnie z charakterystyką $Q=f(U)$	[tak/nie]	
38.	Schemat elektryczny sieci FW (obejmujący przynajmniej sieć SN i NN)		Plik pdf o nazwie "Kod MWE_schemat_elektryczny" należy przekazać jako odrębny załącznik
39.	Parametry modeli matematycznych zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciovych, w tym schematy głównych układów elektrycznych		[plik]

¹ Wypełnić jeśli występują

² Oznaczenie producenta np. V100

³ Wielkości mocy, o których mowa w pkt 13. i 14. oznaczają dane wynikowe określone dla punktu przyłączenia w skład którego wchodzi zdolności do poboru generacji mocy biernej (urządzenia wytwórcze, pojemność kabli, oraz urządzenia do kompensacji mocy biernej).

W ramach wykresu kołowego dla MWE typu C i D należy określić zdolności do poboru / generacji mocy biernej w rozbiu na:

- 1) Urządzenia wytwórcze (odrębnie dla każdej technologii wytwarzania, w tym pojemność kabli).
- 2) Urządzenia do kompensacji mocy biernej.

Wykres kołowy powinien określać również wynikową zdolność do poboru mocy biernej w skład w której wchodzi zdolności z punktu 1) i 2) powyżej."

⁴ „Kształtowanie parametrów sieci” oznacza zdolność techniczną umożliwiającą MWE bazującym na przekształtnikach (skrót z ang. IBR) pełnienie roli "formujących sieć", co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy systemu elektroenergetycznego, jako źródło napięciowe Thevenina, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze.

II. Parametry konstrukcyjne i lokalizacyjne turbin wiatrowych

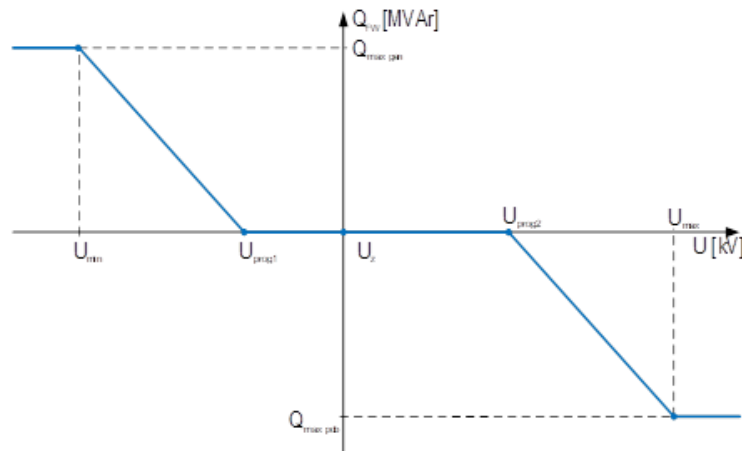
L.p.	Turbina wiatrowa	Jednostka	Turbina nr 1	Turbina nr 2	Turbina nr ...	Turbina nr N
1.	Typ turbiny	[-]				
2.	Moc znamionowa	[MW]				
3.	Wysokość piasty/ gondoli	[m]				
4.	Poziom terenu	[m n.p.m.]				
5.	Szerokość geograficzna	00,00000 [N]				
6.	Długość geograficzna	00,00000 [E]				

III. Regulacja napięcia i mocy biernej

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		MWE	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy $\cos\varphi$	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna $Q=f(U)$	[Tak/Nie]				
7.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$	[Tak/Nie]				
8.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji OSD/OSP	[Tak/Nie]				
9.	Parametry charakterystyki statycznej $Q=f(U)$ w miejscu przyłączenia *					
		(U;Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
		(Umin; Qmax gen)				
		(U prog1; 0)				
		(Uz; 0)				
		(U prog2; 0)				
		(Umax; Qmax pob)				
10.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$ *					
		P/Pmax	Wartość mocy biernej pojemnościowej [Mvar]	Wartość mocy biernej indukcyjnej [Mvar]		
		0,1				
		0,2				
		0,3				
		0,4				
		0,5				
		0,6				
		0,7				
		0,8				
		0,9				
		1,0				

11.	Wykres P=f(U) PPM w miejscu przyłączenia *			
		U/Un [p.u.]	P w miejscu przyłączenia 1 [%]	P w miejscu przyłączenia 2 [%]
		0,96		
		0,97		
		0,98		
		0,99		
		1,00		
		1,01		
		1,02		
		1,03		
		1,04		
		1,05		
		1,06		
		1,07		
		1,08		
		1,09		
		1,10		
		1,11		
		1,12		
		1,13		
		1,14		
		1,15		

* Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

Modelowa charakterystyka $Q=f(U)$ (do punktu 9)

gdzie:

$Q_{\max \text{ pob}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być pobierana przez PPM
$Q_{\max \text{ gen}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być generowana przez PPM
U_{\min}	[kV]	–	minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
U_{\max}	[kV]	–	maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
U_{prog1}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, poniżej którego generowana jest moc bierna
U_{prog2}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego generowana jest moc bierna

IV. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na turbinie wiatrowej *		
3.	Zainstalowane podnapięciowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
4.	I próg		
5.	Poziom napięcia	[V]	
6.	Zwłoka czasowa	[s]	
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
9.	II próg		
10.	Poziom napięcia	[V]	
11.	Zwłoka czasowa	[s]	
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
14.	III próg		
15.	Poziom napięcia	[V]	
16.	Zwłoka czasowa	[s]	
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
19.	IV próg		
20.	Poziom napięcia	[V]	
21.	Zwłoka czasowa	[s]	
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
25.	I próg		
26.	Poziom napięcia	[V]	
27.	Zwłoka czasowa	[s]	
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
30.	II próg		
31.	Poziom napięcia	[V]	
32.	Zwłoka czasowa	[s]	
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
35.	III próg		
36.	Poziom napięcia	[V]	
37.	Zwłoka czasowa	[s]	
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

40.	IV próg		
41.	Poziom napięcia	[V]	
42.	Zwłoka czasowa	[s]	
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
46.	I próg		
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
48.	Zwłoka czasowa	[s]	
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
51.	II próg		
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
53.	Zwłoka czasowa	[s]	
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
56.	III próg		
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
58.	Zwłoka czasowa	[s]	
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
61.	IV próg		
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
63.	Zwłoka czasowa	[s]	
64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
67.	I próg		
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
69.	Zwłoka czasowa	[s]	
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
72.	II próg		
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
74.	Zwłoka czasowa	[s]	
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
77.	III próg		
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
79.	Zwłoka czasowa	[s]	
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

82.	IV próg		
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
84.	Zwłoka czasowa	[s]	
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia		
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
89.	I próg		
90.	Poziom napięcia	[V]	
91.	Zwłoka czasowa	[s]	
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
94.	II próg		
95.	Poziom napięcia	[V]	
96.	Zwłoka czasowa	[s]	
97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
99.	III próg		
100.	Poziom napięcia	[V]	
101.	Zwłoka czasowa	[s]	
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
104.	IV próg		
105.	Poziom napięcia	[V]	
106.	Zwłoka czasowa	[s]	
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
110.	I próg		
111.	Poziom napięcia	[V]	
112.	Zwłoka czasowa	[s]	
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
115.	II próg		
116.	Poziom napięcia	[V]	
117.	Zwłoka czasowa	[s]	
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

120.	III próg		
121.	Poziom napięcia	[V]	
122.	Zwłoka czasowa	[s]	
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
125.	IV próg		
126.	Poziom napięcia	[V]	
127.	Zwłoka czasowa	[s]	
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
131.	I próg		
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
133.	Zwłoka czasowa	[s]	
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
136.	II próg		
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
138.	Zwłoka czasowa	[s]	
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
141.	III próg		
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
143.	Zwłoka czasowa	[s]	
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
146.	IV próg		
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
148.	Zwłoka czasowa	[s]	
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
152.	I próg		
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
154.	Zwłoka czasowa	[s]	
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
157.	II próg		
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
159.	Zwłoka czasowa	[s]	
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

162.	III próg		
163.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
164.	Zwłoka czasowa	[s]	
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
167.	IV próg		
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
169.	Zwłoka czasowa	[s]	
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt		
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]	
174.	Zwłoka czasowa	[s]	
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

* Jeżeli zabezpieczenia poszczególnych turbin się różnią pomiędzy należy wprowadzić wartości dla każdej turbiny

wyłącznik główny - wyłącznik na sieci 400/220/110 kV

wyłącznik PPM - wyłącznik na SN/nN

V. Charakterystyki zwarciove i napięciowe PPM typu FW

Lp.	Charakterystyka	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
3.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
4.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
5.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego		
6.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
7.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
8.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
9.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
10.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – parametry dynamiczne		
11.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
12.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
13.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
14.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego		
15.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
16.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
17.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
18.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
19.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – parametry dynamiczne		
20.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
21.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
22.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
23.	Odbudowa mocy czynnej po zwarcu		
24.	Maksymalny czas na odtworzenie mocy czynnej	[s]	
25.	Wielkość odtworzonej mocy czynnej	[%]	
26.	Dokładność odtworzenia mocy czynnej	[%]	

VI. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Minimum techniczne	[MW]	
3.	Współczynnik mocy		
4.	dla Pmax	[-]	
5.	dla Pmin	[-]	
6.	dla 85% Pmax	[-]	
7.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
8.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
9.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
10.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
11.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
12.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
13.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
14.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
15.	Zdolność do wzrostu mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-U)		
16.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
17.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
18.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
19.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
20.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
21.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
22.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
23.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
24.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
25.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	
26.	Parametry regulacji FSM (pierwotnej)		
27.	Regulacja FSM w górę (Rezerwa FCR^G)		
28.	Zdolność do regulacji	[TAK/NIE]	
29.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
30.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
31.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
32.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
33.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
34.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
35.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
36.	Regulacja FSM w dół (Rezerwa FCR^D)		
37.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
38.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
39.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
40.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
41.	Przyjęta nastawa statyzmu	[%]	
42.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
43.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	

44.	Parametry regulacji wtórnej		
45.	Rezerwa aFRR^G		
46.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
47.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
48.	Rezerwa aFRR^D		
49.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
50.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
51.	Rezerwa mFRRd		
52.	Rezerwa mFRRd^G		
53.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
54.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
55.	Rezerwa mFRRd^D		
56.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
57.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
58.	Regulacja mocy bazowej		
59.	Zakres regulacji (P _{max} -P _{min})	[MW]	
60.	Gradient naboru mocy	[MW/min]	
61.	Gradient redukcji mocy	[MW/min]	

Współczynnik mocowy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto PPM typu FW do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne PPM typu FW i straty na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wt} + dP}$$

Gdzie:

P _N	–	moc czynna netto PPM typu FW;
P _{wt}	–	moc czynna potrzeb własnych PPM typu FW;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto;

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego PPM typu FW,
- 85% Mocy osiągalnej PPM typu FW,
- 100% Mocy osiągalnej PPM typu FW.

VII. Obrona i odbudowa

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Wskazanie MWE w Wykazie SGU*	[TAK/NIE]	
3.	Warunki postoju		
4.	Maksymalny czas postoju bez zasilania z zewnątrz	[min]	
5.	Skutek przekroczenia maksymalnego postoju bez zasilania z zewnątrz	[wydłużenie czasu rozruchu/ brak możliwości uruchomienia]	
6.	Sposób zapewnienia własnego bezpieczeństwa energetycznego, przy braku zasilania z zewnątrz	[agregat prądowórczy/ bateria akumulatorów/ inne]	
7.	Czas pracy źródła zasilania awaryjnego	[h]	
8.	Zdolność do rozruchu autonomicznego		
9.	Zdolność do rozruchu autonomicznego	[Tak/Nie]	
10.	Czas podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[min]	
11.	Źródło zasilania potrzeb własnych ZWE	[agregat prądowórczy/ inne wewnętrzne źródło]	
12.	Moc źródła zasilania potrzeb własnych	[MW]	
13.	Maksymalny czas pracy agregatu przy braku dostaw paliwa z zewnątrz	[h]	
14.	Zapewnienie dostaw paliwa dla agregatu	[własne/ wojsko/ lokalny sztab kryzysowy]	
15.	Zdolność do pracy w układach wyspowych		
16.	Próg aktywacji trybu pracy wyspowej	[Hz]	
17.	Czas zwłoki aktywacji trybu pracy wyspowej	[s]	
18.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej	[Mvar]	
19.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana obciążenia	[MW]	
20.	Czas przerwy pomiędzy dociążeniami skokowymi	[min]	
21.	Zdolność do podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[Tak/Nie]	
22.	Minimalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
23.	Maksymalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
24.	Minimalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
25.	Czas pracy z minimalną częstotliwością	[min]	
26.	Maksymalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
27.	Czas pracy z maksymalną częstotliwością	[min]	
28.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
29.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
30.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
31.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	

32.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
33.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
34.	Czas pracy z minimalnym napięciem	[min]	
35.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
36.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
37.	Czas pracy z maksymalnym napięciem	[min]	
38.	Wypracowanie wzorca częstotliwości	[wewnętrzne/ zewnętrzne]	
39.	Wypracowanie wzorca napięcia	[wewnętrzne/ zewnętrzne]	
40.	Zakres częstotliwości synchronizacji [Hz] od.. do..	[Hz]	
41.	Zakres napięcia synchronizacji [%Un miejsca przyłączenia] od... do...	[%Un]	
42.	Zabronione obszary pracy [MW] od.. do..	[MW]	
43.	Moc zwarcia od strony sieci, przy której MWE zapewnia możliwość pracy	[MVA]	
44.	Warunki uruchomienia elektrowni		
45.	Moc potrzeb własnych MWE	[MW]	
46.	Moc potrzeb ogólnych ZWE	[MW]	
47.	Droga podania napięcia do ZWE na potrzeby rozruchu po blackout	[opis]	
48.	Możliwość dostarczenia mocy zwarcia do sieci	[TAK/NIE]	
49.	Wielkość mocy zwarcia możliwa do dostarczenia do sieci*	[MVA]	
50.	Minimalny poziom mocy zwarcia wymaganej do dostarczenia od strony sieci dla potrzeb uruchomienia minimalnego dostarczenia energii z MWE:		
51.	Po synchronizacji	[MVA]	
52.	10%Pos	[MVA]	
53.	20%Pos	[MVA]	
54.	30%Pos	[MVA]	
55.	40%Pos	[MVA]	
56.	50%Pos	[MVA]	
57.	60%Pos	[MVA]	
58.	70%Pos	[MVA]	
59.	80%Pos	[MVA]	
60.	90%Pos	[MVA]	
61.	100%Pos	[MVA]	

* TCM opracowany przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych i zatwierdzony przez Prezesa URE"

Część 2. Wykaz danych strukturalnych MWE typu B będącymi PPM typu FW**I. Podstawowe parametry techniczne**

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość		
1.	Kod MWE	[-]			
2.	Terminy				
3.	Data podania napięcia (PGMD)	[RRRR.MM.DD]			
4.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]			
5.	Data przekazania MWE do eksploatacji (OPNU)	[RRRR.MM.DD]			
6.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]			
7.	Podstawowe parametry mocowe PPM				
8.	Moc zainstalowana	[MW]			
9.	Moc przyłączeniowa	[MW]			
10.	Moc maksymalna	[MW]			
11.	Moc minimalna	[MW]			
12.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax)	[Mvar]			
13.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax)	[Mvar]			
14.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]			
15.	Krytyczna prędkość wiatru, powyżej której wszystkie turbiny wchodzące w skład MWE są wyłączane ze względów bezpieczeństwa	[m/s]			
16.	Turbina wiatrowa		Typ 1	Typ 2¹	Typ 3¹
17.	Producent	[-]			
18.	Model turbiny ²	[-]			
19.	Typ generatora	[-]			
20.	Moc znamionowa	[MW]			
21.	Kształtowanie parametrów sieci (źródło napięciowe/ Thevenina, z ang. Grid forming) ³	[tak/nie]			
22.	Liczba turbin danego typu zainstalowanych na PPM	[szt]			
23.	Charakterystyka pracy turbiny – generacja mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru (dane w formie tabelarycznej)	[-]			
24.	Zakres zdalnego sterowania PPM				
25.	W zakresie mocy czynnej				
26.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez sterowanie łącznikiem (wyłącznik lub rozłącznik) w torze wyprowadzenia mocy PPM	[tak/nie]			
27.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez zadanie wartości zerowej w regulatorze mocy	[tak/nie]			
28.	Redukcja mocy czynnej (zadawanie maksymalnego dopuszczalnego poziomu generacji)	[tak/nie]			
29.	Płynna regulacja mocy czynnej (w kierunku generacji)	[tak/nie]			
30.	W zakresie napięcia i mocy biernej				
31.	Zadawanie wartości mocy biernej	[tak/nie]			
32.	Zadawanie wartości współczynnika mocy cos φ	[tak/nie]			
33.	Zadawanie wartości napięcia (w pkt. przyłączenia)	[tak/nie]			

34.	Regulacja lokalna zgodnie z charakterystyką $Q=f(U)$	[tak/nie]			
35.	Schemat elektryczny sieci FW (obejmujący przynajmniej sieć SN i NN)		Plik pdf o nazwie "Kod MWE_schemat_elekt ryczny" należy przekazać jako odrębny załącznik		

¹ Wypełnić, jeśli występują

² Oznaczenie producenta np. V100

³ „Kształtowanie parametrów sieci” oznacza zdolność techniczną umożliwiającą MWE bazującym na przekształtnikach (skrót z ang. IBR) pełnienie roli "formujących sieć", co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy systemu elektroenergetycznego, jako źródło napięciowe Thevenina, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze

II. Parametry konstrukcyjne i lokalizacyjne turbin wiatrowych

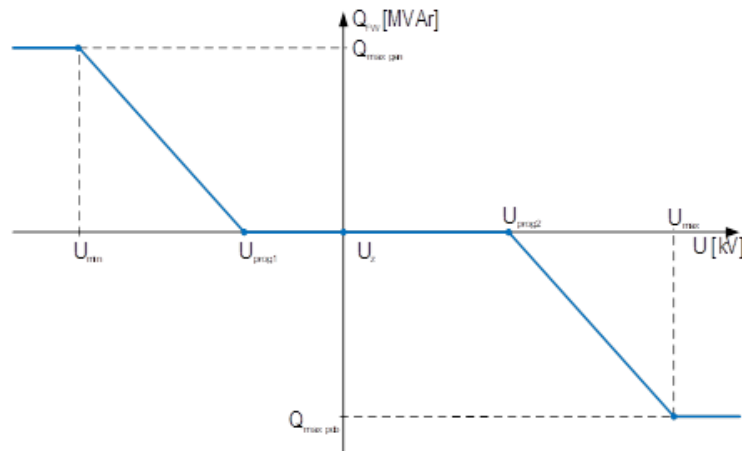
L.p.	Turbina wiatrowa	Jednostka	Turbina nr 1	Turbina nr 2	Turbina nr ...	Turbina nr N
1.	Typ turbiny	[-]				
2.	Moc znamionowa	[MW]				
3.	Wysokość piasty/ gondoli	[m]				
4.	Poziom terenu	[m n.p.m.]				
5.	Szerokość geograficzna	00,00000 [N]				
6.	Długość geograficzna	00,00000 [E]				

III. Regulacja napięcia i mocy biernej

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		MWE	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy $\cos\varphi$	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna $Q=f(U)$	[Tak/Nie]				
7.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$	[Tak/Nie]				
8.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji OSD/OSP	[Tak/Nie]				
9.	Parametry charakterystyki statycznej $Q=f(U)$ w miejscu przyłączenia *					
		(U;Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
		(Umin; Qmax gen)				
		(U prog1; 0)				
		(Uz; 0)				
		(U prog2; 0)				
		(Umax; Qmax pob)				
10.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$ *					
		P/Pmax	Wartość mocy biernej pojemnościowej [Mvar]	Wartość mocy biernej indukcyjnej [Mvar]		
		0,1				
		0,2				
		0,3				
		0,4				
		0,5				
		0,6				
		0,7				
		0,8				
		0,9				
		1,0				

11.	Wykres P=f(U) PPM w miejscu przyłączenia *			
		U/Un [p.u.]	P w miejscu przyłączenia 1 [%]	P w miejscu przyłączenia 2 [%]
		0,96		
		0,97		
		0,98		
		0,99		
		1,00		
		1,01		
		1,02		
		1,03		
		1,04		
		1,05		
		1,06		
		1,07		
		1,08		
		1,09		
		1,10		
		1,11		
		1,12		
		1,13		
		1,14		
		1,15		

* Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

Modelowa charakterystyka $Q=f(U)$ (do punktu 9)

gdzie:

$Q_{\max \text{ pob}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być pobierana przez PPM
$Q_{\max \text{ gen}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być generowana przez PPM
U_{\min}	[kV]	–	minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
U_{\max}	[kV]	–	maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
U_{prog1}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, poniżej którego generowana jest moc bierna
U_{prog2}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego generowana jest moc bierna

IV. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na turbinie wiatrowej *		
3.	Zainstalowane podnapięciowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
4.	I próg		
5.	Poziom napięcia	[V]	
6.	Zwłoka czasowa	[s]	
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
9.	II próg		
10.	Poziom napięcia	[V]	
11.	Zwłoka czasowa	[s]	
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
14.	III próg		
15.	Poziom napięcia	[V]	
16.	Zwłoka czasowa	[s]	
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
19.	IV próg		
20.	Poziom napięcia	[V]	
21.	Zwłoka czasowa	[s]	
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
25.	I próg		
26.	Poziom napięcia	[V]	
27.	Zwłoka czasowa	[s]	
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
30.	II próg		
31.	Poziom napięcia	[V]	
32.	Zwłoka czasowa	[s]	
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
35.	III próg		
36.	Poziom napięcia	[V]	
37.	Zwłoka czasowa	[s]	
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

40.	IV próg		
41.	Poziom napięcia	[V]	
42.	Zwłoka czasowa	[s]	
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
46.	I próg		
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
48.	Zwłoka czasowa	[s]	
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
51.	II próg		
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
53.	Zwłoka czasowa	[s]	
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
56.	III próg		
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
58.	Zwłoka czasowa	[s]	
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
61.	IV próg		
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
63.	Zwłoka czasowa	[s]	
64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na turbinie wiatrowej		
67.	I próg		
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
69.	Zwłoka czasowa	[s]	
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
72.	II próg		
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
74.	Zwłoka czasowa	[s]	
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
77.	III próg		
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
79.	Zwłoka czasowa	[s]	
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

82.	IV próg		
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
84.	Zwłoka czasowa	[s]	
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]	
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia		
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
89.	I próg		
90.	Poziom napięcia	[V]	
91.	Zwłoka czasowa	[s]	
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
94.	II próg		
95.	Poziom napięcia	[V]	
96.	Zwłoka czasowa	[s]	
97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
99.	III próg		
100.	Poziom napięcia	[V]	
101.	Zwłoka czasowa	[s]	
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
104.	IV próg		
105.	Poziom napięcia	[V]	
106.	Zwłoka czasowa	[s]	
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
110.	I próg		
111.	Poziom napięcia	[V]	
112.	Zwłoka czasowa	[s]	
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
115.	II próg		
116.	Poziom napięcia	[V]	
117.	Zwłoka czasowa	[s]	
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

120.	III próg		
121.	Poziom napięcia	[V]	
122.	Zwłoka czasowa	[s]	
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
125.	IV próg		
126.	Poziom napięcia	[V]	
127.	Zwłoka czasowa	[s]	
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
131.	I próg		
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
133.	Zwłoka czasowa	[s]	
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
136.	II próg		
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
138.	Zwłoka czasowa	[s]	
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
141.	III próg		
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
143.	Zwłoka czasowa	[s]	
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
146.	IV próg		
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
148.	Zwłoka czasowa	[s]	
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
152.	I próg		
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
154.	Zwłoka czasowa	[s]	
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
157.	II próg		
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
159.	Zwłoka czasowa	[s]	
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

162.	III próg		
163.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
164.	Zwłoka czasowa	[s]	
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
167.	IV próg		
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
169.	Zwłoka czasowa	[s]	
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt		
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]	
174.	Zwłoka czasowa	[s]	
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

* Jeżeli zabezpieczenia poszczególnych turbin się różnią pomiędzy należy wprowadzić wartości dla każdej turbiny

wyłącznik główny - wyłącznik na sieci 400/220/110 kV

wyłącznik PPM - wyłącznik na SN/nN

V. Charakterystyki zwarciove i napięciowe PPM typu FW

Lp.	Charakterystyka	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
3.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
4.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
5.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego		
6.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
7.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
8.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
9.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – charakterystyka statyczna I=f(U)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
10.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – parametry dynamiczne		
11.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
12.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
13.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
14.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego		
15.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
16.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
17.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
18.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – charakterystyka statyczna I=f(U)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
19.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – parametry dynamiczne		
20.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
21.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
22.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
23.	Odbudowa mocy czynnej po zwarcu		
24.	Maksymalny czas na odtworzenie mocy czynnej	[s]	
25.	Wielkość odtworzonej mocy czynnej	[%]	
26.	Dokładność odtworzenia mocy czynnej	[%]	

VI. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Minimum techniczne	[MW]	
3.	Współczynnik mocy		
4.	dla P _{max}	[-]	
5.	dla P _{min}	[-]	
6.	dla 85% P _{max}	[-]	
7.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
8.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
9.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
10.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
11.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
12.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
13.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
14.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
15.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
16.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
17.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	

Współczynnik mocy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto PPM typu FW do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne PPM typu FW i straty na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wt} + dP}$$

Gdzie:

P _N	–	moc czynna netto PPM typu FW;
P _{wt}	–	moc czynna potrzeb własnych PPM typu FW;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków generatora do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto;

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego PPM typu FW,
- 85% Mocy osiągalnej PPM typu FW,
- 100% Mocy osiągalnej PPM typu FW.

Załącznik nr 5.
Wykaz danych strukturalnych istniejących PPM typu PV

Część 1. Wykaz danych strukturalnych MWE typu D i C będącymi PPM typu PV

I. Podstawowe parametry techniczne

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość					
1.	Kod MWE	[-]						
2.	Lokalizacja							
3.	Szerokość geograficzna	00,00000 [N]						
4.	Długość geograficzna	00,00000 [E]						
5.	Terminy							
6.	Data podania napięcia (EON / PGMD)	[RRRR.MM.DD]						
7.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]						
8.	Data przekazania MWE do eksploatacji (FON / OPNU)	[RRRR.MM.DD]						
9.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]						
10.	Podstawowe parametry mocowe PPM							
11.	Moc zainstalowana	[MW]						
12.	Moc przyłączeniowa	[MW]						
13.	Moc maksymalna	[MW]						
14.	Moc minimalna	[MW]						
15.	Moc osiągalna	[MW]						
16.	Moc zainstalowana po stronie DC ze wskazaniem według jakiej normy ta moc została określona	[MW]/ oznaczenie normy STC / NOCT						
17.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax)	[Mvar]						
18.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax)	[Mvar]						
19.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]						
20.	System do wyznaczania w sposób ciągły w czasie rzeczywistym szacowanej wartości mocy czynnej możliwej do generacji przez PPM (estymator)	[Tak/Nie]						
21.	Inwerter		Typ 1	Typ 2*	Typ 3*	Typ 4*	Typ 5*	Typ 6*
22.	Producent	[-]						
23.	Typ inwertera	[-]						
24.	Kształtowanie parametrów sieci (źródło napięciowe/ Thevenina, z ang. Grid forming)**	[tak/nie]						
25.	Liczba inwerterów danego typu zainstalowanych na PPM	[-]						
26.	Moc znamionowa	[MW]						
27.	Certyfikat sprzętu w rozumieniu NC RfG	wystawca i nr certyfikatu						
28.	Moduły fotowoltaiczne		Typ 1	Typ 2*	Typ 3*	Typ 4*	Typ 5*	Typ 6*
29.	Producent	[-]						
30.	Typ konstrukcji	[-]						
31.	Liczba modułów zainstalowanych na PPM	[-]						
32.	Moc znamionowa	[MWp]						

33.	Efektywność modułu	[%]						
34.	Prędkość degradacji	% / rok						
35.	Współczynnik temperaturowy	[% / °C]						
36.	Zakres zdalnego sterowania PPM							
37.	W zakresie mocy czynnej							
38.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez sterowanie łącznikiem (wyłącznik lub rozłącznik) w torze wyprowadzenia mocy PPM	[tak/nie]						
39.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez zadanie wartości zerowej w regulatorze mocy	[tak/nie]						
40.	Redukcja mocy czynnej (zadawanie maksymalnego dopuszczalnego poziomu generacji)	[tak/nie]						
41.	Płynna regulacja mocy czynnej (w kierunku generacji)	[tak/nie]						
42.	W zakresie napięcia i mocy biernej							
43.	Zadawanie wartości mocy biernej	[tak/nie]						
44.	Zadawanie wartości współczynnika mocy $\cos \varphi$	[tak/nie]						
45.	Zadawanie wartości napięcia (w pkt. przyłączenia)	[tak/nie]						
46.	Regulacja lokalna zgodnie z charakterystyką $Q = f(U)$	[tak/nie]						
47.	Funkcja „Q at night”***	[tak/nie]						
48.	Schemat jednokreskowy wyprowadzenia mocy i zasilania potrzeb własnych/ogólnych	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_schemat_elektryczny" należy przekazać jako odrębny załącznik [plik]						
49.	Parametry modeli matematycznych zespołu wytwórczego na potrzeby obliczeń statycznych, dynamicznych i zwarciowych, w tym schematy głównych układów elektrycznych							

* Wypełnić, jeśli występują

** „Kształtowanie parametrów sieci” oznacza zdolność techniczną umożliwiającą MWE bazującym na przekształtnikach (skrót z ang. IBR) pełnienie roli "formujących sieć", co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy systemu elektroenergetycznego, jako źródło napięciowe Thevenina, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze.

*** „Funkcja „Q at night” oznacza funkcję falowników (inwerterów) fotowoltaicznych lub farm wiatrowych, która umożliwia generowanie mocy biernej przez instalację fotowoltaiczną lub farmę wiatrową w okresach, gdy nie jest produkowana energia czynna (np. w nocy, przy braku wiatru lub w okresach występowania ograniczeń generacji energii czynnej).

II. Parametry konstrukcyjne modułów fotowoltaicznych

L.p.	Moduły fotowoltaiczne	Jednostka	Typ 1	Typ 2	Typ ...	Typ N
1.	Typ modułu	[-]				
2.	System śledzenia	[-] *				
3.	Stały kąt nachylenia (w przypadku FTS)	[°]				
4.	Stały azymut (w przypadku FTS)	[°]				

* Systemy śledzenia – wybór z listy:

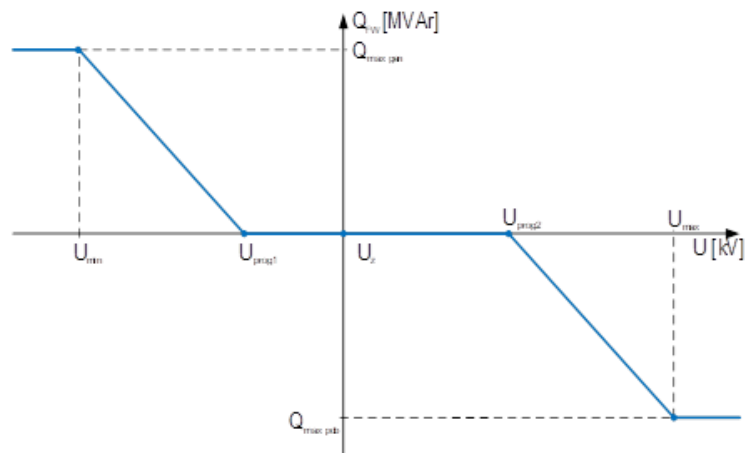
1. Systemy śledzące jednoosiowe (SAT):
 - **HSAT** (Horizontal Single-Axis Tracker) - tracker solarny poziomy, jednoosiowy
 - **VSAT** (Vertical Single-Axis Tracker) - tracker solarny pionowy, jednoosiowy
2. Systemy śledzące dwuosiowe (DAT):
 - **ADAT** (Active Dual-Axis Tracker) – tracker solarny dwuosiowy, aktywny
 - **PDAT** (Passive Dual-Axis Tracker) – tracker solarny dwuosiowy, pasywny
 - **SADTS** (Single-Axis Dual-Tracking System) – tracker solarny jednoosiowy z dodatkowym mechanizmem pochylenia.
 - **VDAT** (Vertical Dual-Axis Tracker) – tacker solarny dwuosiowy, pionowy
 - **HDAT** (Horizontal Dual-Axis Tracker) - tacker solarny dwuosiowy, poziomy
3. **FTS** (Fixed Tilt System) - system o stałym kącie nachylenia
4. **ST** (Smart Tackers) – tracker solarny inteligentny (wykorzystuje takie dane jak GPS i dane pogodowe)

III. Regulacja napięcia i mocy biernej PPM typu PV

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		MWE	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy $\cos\varphi$	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna $Q=f(U)$	[Tak/Nie]				
7.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$	[Tak/Nie]				
8.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji OSD/OSP	[Tak/Nie]				
9.	Parametry charakterystyki statycznej $Q=f(U)$ w miejscu przyłączenia *					
		(U; Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
		(Umin; Qmax gen)				
		(U prog1; 0)				
		(Uz; 0)				
		(U prog2; 0)				
		(Umax; Qmax pob)				
10.	Charakterystyka statyczna $Q=f(P)$ *					
		P/Pmax	Wartość mocy biernej indukcyjnej [Mvar]	Wartość mocy biernej pojemnościowej [Mvar]		
		0,1				
		0,2				
		0,3				
		0,4				
		0,5				
		0,6				
		0,7				
		0,8				
		0,9				
		1,0				

11.	Wykres $P=f(U)$ PPM w miejscu przyłączenia *		
	U/Un [p.u.]	P w miejscu przyłączenia 1 [%]	P w miejscu przyłączenia 2 [%]
	0,96		
	0,97		
	0,98		
	0,99		
	1,00		
	1,01		
	1,02		
	1,03		
	1,04		
	1,05		
	1,06		
	1,07		
	1,08		
	1,09		
	1,10		
	1,11		
	1,12		
	1,13		
	1,14		
	1,15		

* Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

Modelowa charakterystyka $Q=f(U)$ (do punktu 9)

gdzie:

$Q_{\max \text{ pob}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być pobierana przez PPM
$Q_{\max \text{ gen}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być generowana przez PPM
U_{\min}	[kV]	–	minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
U_{\max}	[kV]	–	maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
U_{prog1}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, poniżej którego generowana jest moc bierna
U_{prog2}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego generowana jest moc bierna

IV. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość					
1.	Kod MWE	[-]						
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na inwerterze							
3.	Zainstalowane podnapięciowe zainstalowane na inwerterze							
4.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
5.	Poziom napięcia	[V]						
6.	Zwłoka czasowa	[s]						
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
9.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
10.	Poziom napięcia	[V]						
11.	Zwłoka czasowa	[s]						
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
14.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
15.	Poziom napięcia	[V]						
16.	Zwłoka czasowa	[s]						
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
19.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
20.	Poziom napięcia	[V]						
21.	Zwłoka czasowa	[s]						
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na inwerterze							
25.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
26.	Poziom napięcia	[V]						
27.	Zwłoka czasowa	[s]						
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
30.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
31.	Poziom napięcia	[V]						
32.	Zwłoka czasowa	[s]						
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

35.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
36.	Poziom napięcia	[V]						
37.	Zwłoka czasowa	[s]						
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
40.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
41.	Poziom napięcia	[V]						
42.	Zwłoka czasowa	[s]						
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na inwerterze							
46.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
48.	Zwłoka czasowa	[s]						
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
51.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
53.	Zwłoka czasowa	[s]						
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
56.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
58.	Zwłoka czasowa	[s]						
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
61.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
63.	Zwłoka czasowa	[s]						
64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na inwerterze							
67.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
69.	Zwłoka czasowa	[s]						
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

72.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
74.	Zwłoka czasowa	[s]						
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
77.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
79.	Zwłoka czasowa	[s]						
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
82.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
84.	Zwłoka czasowa	[s]						
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia							
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączania							
89.	I próg							
90.	Poziom napięcia	[V]						
91.	Zwłoka czasowa	[s]						
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
94.	II próg							
95.	Poziom napięcia	[V]						
96.	Zwłoka czasowa	[s]						
97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
99.	III próg							
100.	Poziom napięcia	[V]						
101.	Zwłoka czasowa	[s]						
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
104.	IV próg							
105.	Poziom napięcia	[V]						
106.	Zwłoka czasowa	[s]						
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
110.	I próg		
111.	Poziom napięcia	[V]	
112.	Zwłoka czasowa	[s]	
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
115.	II próg		
116.	Poziom napięcia	[V]	
117.	Zwłoka czasowa	[s]	
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
120.	III próg		
121.	Poziom napięcia	[V]	
122.	Zwłoka czasowa	[s]	
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
125.	IV próg		
126.	Poziom napięcia	[V]	
127.	Zwłoka czasowa	[s]	
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
131.	I próg		
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
133.	Zwłoka czasowa	[s]	
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
136.	II próg		
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
138.	Zwłoka czasowa	[s]	
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
141.	III próg		
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
143.	Zwłoka czasowa	[s]	
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

146.	IV próg		
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
148.	Zwłoka czasowa	[s]	
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
152.	I próg		
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
154.	Zwłoka czasowa	[s]	
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
157.	II próg		
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
159.	Zwłoka czasowa	[s]	
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
162.	III próg		
163.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
164.	Zwłoka czasowa	[s]	
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
167.	IV próg		
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
169.	Zwłoka czasowa	[s]	
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt		
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]	
174.	Zwłoka czasowa	[s]	
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

* Jeżeli występuje więcej niż jeden typ inwertera, należy podać parametry dla każdego typu. "Typ 1/2/3/4/5/6 inwertera" należy zastąpić w tabeli odpowiednim symbolem typu inwertera, którego dotyczą wprowadzone dane.

wyłącznik główny - wyłącznik na sieci 400/220/110 kV

wyłącznik PPM - wyłącznik na SN/nN

V. Charakterystyki zwarciove i napięciowe

Kod MWE:	[-]
----------	-----

Lp.	Charakterystyka	Jednostka	Wartość
1.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
3.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
4.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego		
5.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
6.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
7.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
8.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
9.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – parametry dynamiczne		
10.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
11.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
12.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
13.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego		
14.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
15.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
16.	Ustawiona wartość [załączona/wyłączona]	[załączona/wyłączona]	
17.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
18.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – parametry dynamiczne		
19.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
20.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
21.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	

22.	Odbudowa mocy czynnej po zwarcu		
23.	Maksymalny czas na odtworzenie mocy czynnej	[s]	
24.	Wielkość odtworzonej mocy czynnej	[%]	
25.	Dokładność odtworzenia mocy czynnej	[%]	

VI. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Minimum techniczne	[MW]	
3.	Współczynnik mocy		
4.	dla Pmax	[-]	
5.	dla Pmin	[-]	
6.	dla 85% Pmax	[-]	
7.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
8.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
9.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
10.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
11.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
12.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
13.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz[
14.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
15.	Zdolność do wzrostu mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-U)		
16.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
17.	Maksymalny nastawialny statyzm		
18.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
19.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
20.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
21.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz[
22.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
23.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
24.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
26.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	
27.	Parametry regulacji FSM (pierwotnej)		
28.	Regulacja FSM w górę (Rezerwa FCR⁶)		
29.	Zdolność do regulacji	[TAK/NIE]	
30.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
31.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
32.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
33.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
34.	Przyjęta nastawa statyzmu		
35.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
36.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	

37.	Regulacja FSM w dół (Rezerwa FCR^D)		
38.	Zdolność do regulacji	[TAK/NIE]	
39.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
40.	Minimalny zakres regulacji	[MW]	
41.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
42.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
43.	Przyjęta nastawa statyzmu		
44.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
45.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
46.	Parametry regulacji wtórnej		
47.	Rezerwa aFRR^G		
48.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
49.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
50.	Rezerwa aFRR^D		
51.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
52.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
53.	Rezerwa mFRRd		
54.	Rezerwa mFRRd^G		
55.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
56.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
57.	Rezerwa mFRRd^D		
58.	Maksymalny zakres regulacji	[MW]	
59.	Gradient zmian mocy	[MW/min]	
60.	Regulacja mocy bazowej		
61.	Zakres regulacji (P _{max} -P _{min})	[MW]	
62.	Gradient naboru mocy	[MW/min]	
63.	Gradient redukcji mocy	[MW/min]	

Współczynnik mocy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto PPM typu PV do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne MWE i straty na elementach toru prądowego od zacisków modułu fotowoltaicznego do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wt} + dP}$$

Gdzie:

P _N	–	moc czynna netto PPM typu PV;
P _{wt}	–	moc czynna potrzeb własnych PPM typu PV;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków modułu fotowoltaicznego do punktu, gdzie określana jest wartość mocy czynnej netto;

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego PPM typu PV,
- 85% Mocy osiągalnej PPM typu PV,
- 100% Mocy osiągalnej PPM typu PV.

VII. Obrona i odbudowa

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Wskazanie MWE w Wykazie SGU*	[TAK/NIE]	
3.	Warunki postoju		
4.	Maksymalny czas postoju bez zasilania z zewnątrz	[min]	
5.	Skutek przekroczenia maksymalnego postoju bez zasilania z zewnątrz	[wydłużenie czasu rozruchu/ brak możliwości uruchomienia]	
6.	Sposób zapewnienia własnego bezpieczeństwa energetycznego, przy braku zasilania z zewnątrz	[agregat prądowórczy/ bateria akumulatorów/inne]	
7.	Czas pracy źródła zasilania awaryjnego	[h]	
8.	Zdolność do rozruchu autonomicznego		
9.	Zdolność do rozruchu autonomicznego	[Tak/Nie]	
10.	Czas podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[min]	
11.	Źródło zasilania potrzeb własnych ZWE	[agregat prądowórczy/ inne wewnętrzne źródło]	
12.	Moc źródła zasilania potrzeb własnych	[MW]	
13.	Maksymalny czas pracy agregatu przy braku dostaw paliwa z zewnątrz	[h]	
14.	Zapewnienie dostaw paliwa dla agregatu	[własne/wojsko/lokalny sztab kryzysowy]	
15.	Zdolność do pracy w układach wyspowych		
16.	Próg aktywacji trybu pracy wyspowej	[Hz]	
17.	Czas zwłoki aktywacji trybu pracy wyspowej	[s]	
18.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej	[Mvar]	
19.	Maksymalna dopuszczalna skokowa zmiana obciążenia	[MW]	
20.	Czas przerwy pomiędzy dociążeniami skokowymi	[min]	
21.	Zdolność do podania napięcia na rozdzielnię sieciową w stanie beznapięciowym	[Tak/Nie]	
22.	Minimalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
23.	Maksymalna częstotliwość pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
24.	Minimalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
25.	Czas pracy z minimalną częstotliwością	[min]	
26.	Maksymalna częstotliwość pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[Hz]	
27.	Czas pracy z maksymalną częstotliwością	[min]	

28.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
29.	Minimalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
30.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
31.	Maksymalny poziom napięcia pracy bez ograniczeń czasowych (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
32.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
33.	Minimalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
34.	Czas pracy z minimalnym napięciem	[min]	
35.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[kV]	
36.	Maksymalny poziom napięcia pracy w ograniczonym czasie (praca w stanie przyłączonym do KSE)	[%Un]	
37.	Czas pracy z maksymalnym napięciem	[min]	
38.	Wypracowanie wzorca częstotliwości	[wewnętrzne/ zewnętrzne]	
39.	Wypracowanie wzorca napięcia	[wewnętrzne/ zewnętrzne]	
40.	Zakres częstotliwości synchronizacji [Hz] od... do...	[Hz]	
41.	Zakres napięcia synchronizacji [%Un miejsca przyłączenia] od... do...	[%Un]	
42.	Zabronione obszary pracy [MW] od.. do..	[MW]	
43.	Moc zwarciova od strony sieci, przy której MWE zapewnia możliwość pracy	[MVA]	
44.	Warunki uruchomienia elektrowni		
45.	Moc potrzeb własnych MWE	[MW]	
46.	Moc potrzeb ogólnych ZWE	[MW]	
47.	Droga podania napięcia do ZWE na potrzeby rozruchu po blackout	[opis]	
48.	Możliwość dostarczenia mocy zwarciovej do sieci**	[TAK/NIE]	
49.	Wielkość mocy zwarciovej możliwa do dostarczenia do sieci*	[MVA]	
50.	Minimalny poziom mocy zwarciovej wymagana do dostarczenia od strony sieci dla potrzeb uruchomienia minimalnego dostarczenia energii z MWE:		
51.	Po synchronizacji	[MVA]	
52.	10%Pos	[MVA]	
53.	20%Pos	[MVA]	
54.	30%Pos	[MVA]	
55.	40%Pos	[MVA]	
56.	50%Pos	[MVA]	
57.	60%Pos	[MVA]	
58.	70%Pos	[MVA]	
59.	80%Pos	[MVA]	
60.	90%Pos	[MVA]	
61.	100%Pos	[MVA]	

- * TCM opracowany przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych i zatwierdzony przez Prezesa URE
- ** Należy wypełnić, jeżeli na pytanie "możliwość dostarczenia mocy zwarciowej do sieci" została wprowadzona odpowiedź "TAK"

Część 2. Wykaz danych strukturalnych MWE typu B będącymi PPM typu PV

I. Podstawowe parametry techniczne

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość						
1.	Kod MWE	[-]							
2.	Lokalizacja								
3.	Szerokość geograficzna	00,00000 [N]							
4.	Długość geograficzna	00,00000 [E]							
5.	Terminy								
6.	Data podania napięcia (PGMD)	[RRRR.MM.DD]							
7.	Data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (ION)	[RRRR.MM.DD]							
8.	Data przekazania MWE do eksploatacji (OPNU)	[RRRR.MM.DD]							
9.	Data zakończenia eksploatacji	[RRRR.MM.DD]							
10.	Podstawowe parametry mocowe PPM								
11.	Moc zainstalowana	[MW]							
12.	Moc przyłączeniowa	[MW]							
13.	Moc maksymalna	[MW]							
14.	Moc minimalna	[MW]							
15.	Moc zainstalowana po stronie DC ze wskazaniem według jakiej normy ta moc została określona	[MW]/ numer normy							
16.	Moc bierna pojemnościowa (dla Pmax)	[Mvar]							
17.	Moc bierna indukcyjna (dla Pmax)	[Mvar]							
18.	Zabezpieczenie zdolności technicznych MWE do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej	[Tak/Nie]							
19.	Inwerter		Typ 1	Typ 2*	Typ 3*	Typ 4*	Typ 5*	Typ 6*	
20.	Producent	[-]							
21.	Typ inwertera	[-]							
22.	Kształtowanie parametrów sieci (źródło napięciowe/ Thevenina, z ang. Grid forming)**	[tak/nie]							
23.	Liczba inwerterów danego typu zainstalowanych na PPM	[-]							
24.	Moc znamionowa	[MW]							
25.	Certyfikat sprzętu w rozumieniu NC RfG	wystawca i nr certyfikatu							
26.	Moduły fotowoltaiczne		Typ 1	Typ 2*	Typ 3*	Typ 4*	Typ 5*	Typ 6*	
27.	Producent	[-]							
28.	Typ konstrukcji	[-]							
29.	Liczba modułów zainstalowanych na PPM	[-]							
30.	Moc znamionowa	[MWp]							
31.	Efektywność modułu	[%]							
32.	Prędkość degradacji	% / rok							
33.	Współczynnik temperaturowy	[% / °C]							
34.	Zakres zdalnego sterowania PPM								
35.	W zakresie mocy czynnej								

36.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez sterowanie łącznikiem (wyłącznik lub rozłącznik) w torze wyprowadzenia mocy PPM	[tak/nie]	
37.	Zaprzestanie generacji mocy czynnej poprzez zadanie wartości zerowej w regulatorze mocy	[tak/nie]	
38.	Redukcja mocy czynnej (zadawanie maksymalnego dopuszczalnego poziomu generacji)	[tak/nie]	
39.	Płynna regulacja mocy czynnej (w kierunku generacji)	[tak/nie]	
40.	W zakresie napięcia i mocy biernej		
41.	Zadawanie wartości mocy biernej	[tak/nie]	
42.	Zadawanie wartości współczynnika mocy $\cos\varphi$	[tak/nie]	
43.	Zadawanie wartości napięcia (w pkt. przyłączenia)	[tak/nie]	
44.	Regulacja lokalna zgodnie z charakterystyką $Q = f(U)$	[tak/nie]	
45.	Funkcja „Q at night” ^{***}	[tak/nie]	
46.	Schemat jednokreskowy wyprowadzenia mocy i zasilania potrzeb własnych/ogólnych	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_schemat_elektryczny" należy przekazać jako odrębny załącznik	

* Wypełnić, jeśli występują

** Kształtowanie parametrów sieci^{***} oznacza zdolność techniczną umożliwiającą MWE bazującym na przekształtnikach (skrót z ang. IBR) pełnienie roli "formujących sieć", co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy systemu elektroenergetycznego, jako źródło napięciowe Thevenina, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze

*** „Funkcja „Q at night” oznacza funkcję falowników (inwerterów) fotowoltaicznych lub farm wiatrowych, która umożliwia generowanie mocy biernej przez instalację fotowoltaiczną lub farmę wiatrową w okresach, gdy nie jest produkowana energia czynna (np. w nocy, przy braku wiatru lub w okresach występowania ograniczeń generacji energii czynnej).

II. Parametry konstrukcyjne modułów fotowoltaicznych

L.p.	Moduły fotowoltaiczne	Jednostka	Typ 1	Typ 2	Typ ...	Typ N
1.	Typ modułu	[-]				
2.	System śledzenia	[-] *				
3.	Stały kąt nachylenia (w przypadku FTS)	[°]				
4.	Stały azymut (w przypadku FTS)	[°]				

* Systemy śledzenia – wybór z listy:

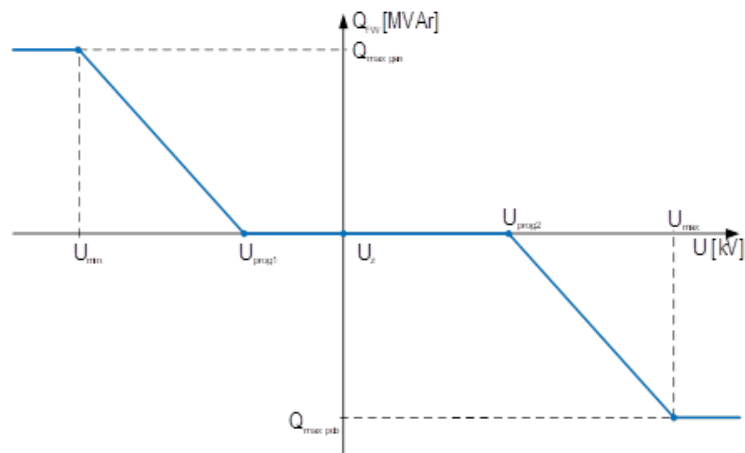
1. Systemy śledzące jednoosiowe (SAT):
 - **HSAT** (Horizontal Single-Axis Tracker) - tracker solarny poziomy, jednoosiowy
 - **VSAT** (Vertical Single-Axis Tracker) - tracker solarny pionowy, jednoosiowy
2. Systemy śledzące dwuosiowe (DAT):
 - **ADAT** (Active Dual-Axis Tracker) – tracker solarny dwuosiowy, aktywny
 - **PDAT** (Passive Dual-Axis Tracker) – tracker solarny dwuosiowy, pasywny
 - **SADTS** (Single-Axis Dual-Tracking System) – tracker solarny jednoosiowy z dodatkowym mechanizmem pochylenia.
 - **VDAT** (Vertical Dual-Axis Tracker) – tacker solarny dwuosiowy, pionowy
 - **HDAT** (Horizontal Dual-Axis Tracker) - tacker solarny dwuosiowy, poziomy
3. **FTS** (Fixed Tilt System) - system o stałym kącie nachylenia
4. **ST** (Smart Tackers) – tracker solarny inteligentny (wykorzystuje takie dane jak GPS i dane pogodowe)

III. Regulacja napięcia i mocy biernej PPM typu PV

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość			
1.	Kod MWE	[-]				
2.	Tryb automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		MWE	Miejsce przyłączenia 1	Miejsce przyłączenia 2	
3.	Regulacja mocy biernej	[Tak/Nie]				
4.	Regulacja współczynnika mocy cosφ	[Tak/Nie]				
5.	Regulacja napięcia	[Tak/Nie]				
6.	Charakterystyka statyczna Q=f(U)	[Tak/Nie]				
7.	Charakterystyka statyczna Q=f(P)	[Tak/Nie]				
8.	Współpraca z układem nadrzędnym regulacji OSD/OSP	[Tak/Nie]				
9.	Parametry charakterystyki statycznej Q=f(U) w miejscu przyłączenia *					
		(U;Q)	Napięcie w miejscu przyłączenia 1 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 1 [Mvar]	Napięcie w miejscu przyłączenia 2 [kV]	Moc bierna w miejscu przyłączenia 2 [Mvar]
		(Umin; Qmax gen)				
		(U prog1;0)				
		(Uz; 0)				
		(U prog2; 0)				
		(Umax; Qmax pob)				
10.	Charakterystyka statyczna Q=f(P) *					
		P/Pmax	Wartość mocy biernej indukcyjnej [Mvar]		Wartość mocy biernej pojemnościowej [Mvar]	
		0,1				
		0,2				
		0,3				
		0,4				
		0,5				
		0,6				
		0,7				
		0,8				
		0,9				
		1,0				

11.	Wykres $P=f(U)$ PPM w miejscu przyłączenia *			
		U/Un [p.u.]	P w miejscu przyłączenia 1 [%]	P w miejscu przyłączenia 2 [%]
		0,96		
		0,97		
		0,98		
		0,99		
		1,00		
		1,01		
		1,02		
		1,03		
		1,04		
		1,05		
		1,06		
		1,07		
		1,08		
		1,09		
		1,10		
		1,11		
		1,12		
		1,13		
		1,14		
		1,15		

* Jeżeli dla MWE określono w umowie więcej niż jedno miejsce przyłączenia należy określić charakterystyki dla każdego miejsca przyłączenia.

Modelowa charakterystyka $Q=f(U)$ (do punktu 9)

gdzie:

$Q_{\max \text{ pob}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być pobierana przez PPM
$Q_{\max \text{ gen}}$	[Mvar]	–	maksymalna wartość mocy biernej, która może być generowana przez PPM
U_{\min}	[kV]	–	minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
U_{\max}	[kV]	–	maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
U_{prog1}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, poniżej którego generowana jest moc bierna
U_{prog2}	[kV]	–	wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego generowana jest moc bierna

IV. Zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe

L.p.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość					
1.	Kod MWE	[-]						
2.	Zabezpieczenia zainstalowane na inwerterze							
3.	Zainstalowane podnapięciowe zainstalowane na inwerterze							
4.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
5.	Poziom napięcia	[V]						
6.	Zwłoka czasowa	[s]						
7.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
8.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
9.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
10.	Poziom napięcia	[V]						
11.	Zwłoka czasowa	[s]						
12.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
13.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
14.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
15.	Poziom napięcia	[V]						
16.	Zwłoka czasowa	[s]						
17.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
18.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
19.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
20.	Poziom napięcia	[V]						
21.	Zwłoka czasowa	[s]						
22.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
23.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
24.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane na inwerterze							
25.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
26.	Poziom napięcia	[V]						
27.	Zwłoka czasowa	[s]						
28.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
29.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
30.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
31.	Poziom napięcia	[V]						
32.	Zwłoka czasowa	[s]						
33.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
34.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

35.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
36.	Poziom napięcia	[V]						
37.	Zwłoka czasowa	[s]						
38.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
39.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
40.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
41.	Poziom napięcia	[V]						
42.	Zwłoka czasowa	[s]						
43.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
44.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
45.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane na inwerterze							
46.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
47.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
48.	Zwłoka czasowa	[s]						
49.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
50.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
51.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
52.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
53.	Zwłoka czasowa	[s]						
54.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
55.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
56.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
57.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
58.	Zwłoka czasowa	[s]						
59.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
60.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
61.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
62.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
63.	Zwłoka czasowa	[s]						
64.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
65.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
66.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane na inwerterze							
67.	I próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
68.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
69.	Zwłoka czasowa	[s]						
70.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
71.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

72.	II próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
73.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
74.	Zwłoka czasowa	[s]						
75.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
76.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
77.	III próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
78.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
79.	Zwłoka czasowa	[s]						
80.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
81.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
82.	IV próg		Typ 1 inwertera	Typ 2 inwertera	Typ 3 inwertera	Typ 4 inwertera	Typ 5 inwertera	Typ 6 inwertera
83.	Poziom częstotliwości	[Hz]						
84.	Zwłoka czasowa	[s]						
85.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik PPM]						
86.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
87.	Zabezpieczenia zainstalowane w miejscu przyłączenia							
88.	Zabezpieczenie podnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączania							
89.	I próg							
90.	Poziom napięcia	[V]						
91.	Zwłoka czasowa	[s]						
92.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
93.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
94.	II próg							
95.	Poziom napięcia	[V]						
96.	Zwłoka czasowa	[s]						
97.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
98.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
99.	III próg							
100.	Poziom napięcia	[V]						
101.	Zwłoka czasowa	[s]						
102.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
103.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						
104.	IV próg							
105.	Poziom napięcia	[V]						
106.	Zwłoka czasowa	[s]						
107.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]						
108.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]						

109.	Zabezpieczenie nadnapięciowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
110.	I próg		
111.	Poziom napięcia	[V]	
112.	Zwłoka czasowa	[s]	
113.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
114.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
115.	II próg		
116.	Poziom napięcia	[V]	
117.	Zwłoka czasowa	[s]	
118.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
119.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
120.	III próg		
121.	Poziom napięcia	[V]	
122.	Zwłoka czasowa	[s]	
123.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
124.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
125.	IV próg		
126.	Poziom napięcia	[V]	
127.	Zwłoka czasowa	[s]	
128.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
129.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
130.	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
131.	I próg		
132.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
133.	Zwłoka czasowa	[s]	
134.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
135.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
136.	II próg		
137.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
138.	Zwłoka czasowa	[s]	
139.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
140.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
141.	III próg		
142.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
143.	Zwłoka czasowa	[s]	
144.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
145.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

146.	IV próg		
147.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
148.	Zwłoka czasowa	[s]	
149.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
150.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
151.	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe zainstalowane w miejscu przyłączenia		
152.	I próg		
153.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
154.	Zwłoka czasowa	[s]	
155.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
156.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
157.	II próg		
158.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
159.	Zwłoka czasowa	[s]	
160.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
161.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
162.	III próg		
163.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
164.	Zwłoka czasowa	[s]	
165.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
166.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
167.	IV próg		
168.	Poziom częstotliwości	[Hz]	
169.	Zwłoka czasowa	[s]	
170.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
171.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	
172.	Zabezpieczenie od prędkości zmian df/dt		
173.	Poziom nastawy	[Hz/s]	
174.	Zwłoka czasowa	[s]	
175.	Miejsce oddziaływania	[nastawnia/wyłącznik główny]	
176.	Skutek zadziałania	[alarm/wyłączenie]	

* Jeżeli występuje więcej niż jeden typ inwertera, należy podać parametry dla każdego typu. "Typ 1/2/3/4/5/6 inwertera" należy zastąpić w tabeli odpowiednim symbolem typu inwertera, którego dotyczą wprowadzone dane.

wyłącznik główny - wyłącznik na sieci 400/220/110 kV

wyłącznik PPM - wyłącznik na SN/nN

V. Charakterystyki zwarciove i napięciowe

Kod MWE:	[-]
----------	-----

Lp.	Charakterystyka	Jednostka	Wartość
1.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia symetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
2.	Charakterystyka LVFRT (zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_LVFRT_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
3.	Charakterystyka HVFRT (zdolność do utrzymania w pracy przy podwyższonym napięciu)	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_HVFRT" należy przekazać jako odrębny załącznik. W pliku należy umieścić charakterystykę w miejscu przyłączenia.	
4.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego		
5.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
6.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
7.	Ustawiona wartość	[załączona/wyłączona]	
8.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_symetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
9.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia symetrycznego – parametry dynamiczne		
10.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
11.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
12.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	
13.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego		
14.	Posiada zdolność	[Tak/Nie]	
15.	Możliwość załączenia/wyłączenia generacji szybkiego prądu zwarciovego	[Tak/Nie]	
16.	Ustawiona wartość [załączona/wyłączona]	[załączona/wyłączona]	
17.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – charakterystyka statyczna $I=f(U)$	Plik pdf o nazwie "Kod MWE_I=f(U)_zwarcie_niesymetryczne" należy przekazać jako odrębny załącznik.	
18.	Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego dla zwarcia niesymetrycznego – parametry dynamiczne		
19.	Czas osiągnięcia 90% dodatkowego prądu biernego	[ms]	
20.	Czas osiągnięcia wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[ms]	
21.	Dokładność utrzymywania wartości docelowej dodatkowego prądu biernego	[%]	

22.	Odbudowa mocy czynnej po zwarcu		
23.	Maksymalny czas na odtworzenie mocy czynnej	[s]	
24.	Wielkość odtworzonej mocy czynnej	[%]	
25.	Dokładność odtworzenia mocy czynnej	[%]	

VI. Parametry mocowe i regulacyjne

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Kod MWE	[-]	
2.	Minimum techniczne	[MW]	
3.	Współczynnik mocy		
4.	dla Pmax	[-]	
5.	dla Pmin	[-]	
6.	dla 85% Pmax	[-]	
7.	Zdolność do redukcji mocy w funkcji częstotliwości (LFSM-O)		
8.	Czy automatyka jest zablokowana	[Tak/Nie]	
9.	Maksymalny nastawialny statyzm	[%]	
10.	Minimalny nastawialny statyzm	[%]	
11.	Przyjęta nastawa statyzmu	[-]	
12.	Maksymalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
13.	Minimalna nastawialna strefa martwa	[Hz]	
14.	Przyjęta nastawa strefy martwej	[-]	
15.	Zakres płynnej regulacji mocy czynnej		
16.	Wartość minimalna regulacyjna	[MW]	
17.	Wartość maksymalna regulacyjna	[MW]	

Współczynnik mocy (W_{NB}) – Stosunek mocy czynnej netto PPM typu PV do mocy czynnej netto powiększonej o potrzeby własne MWE i straty na elementach toru prądowego od zacisków modułu fotowoltaicznego do punktu, dla którego określana jest wartość mocy czynnej netto.

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest według wzoru:

$$W_{NB} = \frac{P_N}{P_N + P_{wt} + dP}$$

Gdzie:

P_N	–	moc czynna netto PPM typu PV;
P_{wt}	–	moc czynna potrzeb własnych PPM typu PV;
dP	–	straty mocy czynnej na elementach toru prądowego od zacisków modułu fotowoltaicznego do punktu, gdzie określana jest wartość mocy czynnej netto;

Współczynnik netto/brutto wyliczany jest dla trzech wartości:

- Mocy minimum technicznego PPM typu PV,
- 85% Mocy osiągalnej PPM typu PV,
- 100% Mocy osiągalnej PPM typu PV.

Załącznik nr 6.

Wykaz danych strukturalnych MWE dotyczących danych telemetrycznych i zdolności MWE do wykorzystania ruchowego

I. Dane telemetryczne MWE

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Dane identyfikacyjne MWE		
2.	Kod MWE	[-]	
3.	Typ MWE	[B / C / D]	
4.	Rodzaj MWE - należy wybrać jeden z trzech poniższych przypadków		
5.	MWE typu C, B bez autogeneracji wchodzące w skład agregatów (1 pomiar wchodzący do agregatu)	[-]	
6.	MWE typu C, B z autogeneracją wchodzące w skład agregatów (1 pomiar wchodzący do agregatu + 2 pomiary indywidualne)	[-]	
7.	MWE typu D, C, B indywidualnie modelowane (2 pomiary indywidualne)	[-]	
8.	Pomiar nr 1 (dotyczy pomiarów generacji jednostek MWE wchodzących w skład agregatów generacji)		
9.	Status opomiarowania MWE	[TAK/ NIE]	
10.	Kategoria opomiarowania MWE	[Generacja/ Inne]	
11.	Identyfikator ICCP (TASE.2) pomiaru agregatu (identyfikator używany na potrzeby wymiany danych pomiędzy systemami SCADA OSD a SCADA OSP)	[-]	
12.	Pomiar nr 2 (dotyczy pomiarów generacji jednostek MWE modelowanych indywidualnie lub jednostek MWE z autogeneracją wchodzących w skład agregatów generacji)		
13.	Status opomiarowania MWE	[TAK/ NIE]	
14.	Kategoria opomiarowania MWE	[Generacja/ Generacja brutto/ Generacja netto/ Inne]	
15.	Identyfikator ICCP (TASE.2) pomiaru MWE	[-]	
16.	Pomiar nr 3 (dotyczy pomiarów mocy wprowadzanej do sieci na potrzeby jednostek MWE modelowanych indywidualnie lub jednostek MWE z autogeneracją wchodzących w skład agregatów)		
17.	Status opomiarowania MWE [TAK / NIE].	[TAK / NIE]	
18.	Kategoria opomiarowania MWE	[Oddawana do sieci/ Inne]	
19.	Identyfikator ICCP (TASE.2) pomiaru MWE	[-]	

II. Dane dotyczące zdolności MWE do wykorzystania ruchowego

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Dane identyfikacyjne MWE		
2.	Kod MWE	[-]	
3.	Typ MWE	[B / C / D]	
4.	Redukcja mocy czynnej generowanej		
5.	Rodzaj dysponowania (Prawo MWE w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943)	[priorytetowe / nie priorytetowe]	
6.	Tryb poleceń redukcji	[podstawowy/ uzupełniający/ interwencyjny]	
7.	Warunki redysponowania	[Bez ogłaszania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw en. el. lub po jego ogłoszeniu / Wyłączenie po ogłoszeniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej]	
8.	Sposób redukcji mocy czynnej wprowadzanej przez MWE do sieci OSD na podstawie zdolności technicznych OSD	[płynna redukcja mocy czynnej do sieci OSD/ skokowa redukcja mocy czynnej do sieci OSD (wielkość nastawionego skoku redukcji [% mocy zainstalowanej])/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci OSD/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci OSD z utrzymaniem zasilania potrzeb własnych/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci przesyłowej z jednoczesnym pozbawieniem zasilania potrzeb własnych]	
9.	Sposób redukcji mocy czynnej wprowadzanej przez MWE do sieci OSD na podstawie zdolności technicznych jedynie MWE	[płynna redukcja mocy czynnej do sieci OSD/ skokowa redukcja mocy czynnej do sieci OSD (wielkość nastawionego skoku redukcji [% mocy zainstalowanej])/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci OSD/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci OSD z utrzymaniem zasilania potrzeb własnych/ zaprzeszczenie generacji mocy czynnej do sieci przesyłowej z jednoczesnym pozbawieniem zasilania potrzeb własnych]	
10.	Sposób spełnienia obowiązku wyposażenia MWE w układy regulacji	[MWE ma obowiązek wyposażenia w układ płynnej regulacji mocy czynnej i taki układ posiada/ MWE ma obowiązek wyposażenia w układ płynnej regulacji mocy czynnej i nie posiada takiego układu/ MWE nie ma obowiązku wyposażenia w układ płynnej regulacji mocy czynnej, ale posiada taki układ/ MWE nie ma obowiązku wyposażenia w układ płynnej regulacji mocy czynnej i nie posiada takiego układu]	
11.	Informacja, czy MWE jest elementem zagregowanego obiektu* redysponowania – jeżeli TAK, to należy podać dane w pozycji 12-18 poniżej	[tak/ Nie]	
12.	Oddział OSD, na którym zdefiniowano zagregowany obiekt redysponowania	[-]	
13.	Nazwa podobszaru zdefiniowanego w ramach oddziału OSD**	[-]	
14.	Informacje o węźle sieci, do którego jest przyłączony zagregowany obiekt redysponowania:	[-]	
15.	Napięcie w miejscu przyłączenia	[kV]	

16.	Kod stacji przyłączenia	[-]	
17.	Numer transformatora 110 KV/SN,	[-]	
18.	Numer uzwojenia transformatora 110 KV/SN	[-]	
19.	Zdalne sterowanie Q, U, cosφ		
20.	Zadawanie Q	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
21.	Zadawanie cosφ	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
22.	Zadawanie U	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
23.	Ośrodek, z którego możliwe jest zdalne sterowanie	[OSD/ ODM/ Właściciel zakładu]	
24.	Układy Regulacji MWE		
25.	Regulacja $P=f(f)$	[LFSM-O/ LFSM-U/ LFSM-O oraz LFSM-U/ $P=f(f)$ BRAK]	
26.	Tryb $Q=f(U)$	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
27.	Tryb Q	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
28.	Tryb cosφ	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
29.	Tryb U	[Jest/ Brak/ Brak informacji]	
30.	Podstawowo załączony tryb regulacji	[Tryb $Q=f(U)$ / Tryb Q/ Tryb cosφ/ Tryb U/ Niezałączony/ Brak informacji]	
31.	Maksymalny zakres generowanej mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej	[Mvar]	

* zagregowany obiekt redysponowania" oznacza obiekt, który zawiera więcej niż jeden redysponowany zasób

** podobszar zdefiniowany w ramach oddziału OSD" oznacza obszar określony w ramach pojedynczego oddziału OSD

Załącznik nr 7.

Wykaz danych strukturalnych planowanych MWE (dane rejestracyjne)

Lp.	Zakres parametrów	Jednostka	Wartość
1.	Dane identyfikacyjne właściciela MWE		
2.	Nazwa firmy/ imię i nazwisko właściciela	[-]	
3.	NIP firmy	[-]	
4.	Dane identyfikacyjne MWE		
5.	Nazwa MWE	[-]	
6.	Kod MWE	[-]	
7.	Typ MWE	[B / C / D]	
8.	Źródło energii pierwotnej	[zgodnie z wykazem źródeł energii pierwotnej zamieszczonym w pkt 2.8. TCM - zakres wymienianych danych]	
9.	Kod agregatu, w skład którego wchodzi MWE	[-]	
10.	Znacznik autogeneracji	[TAK/ NIE]	
11.	Dane lokalizacyjne		
12.	Identyfikator ODM/ nazwa ODM, na obszarze którego jest przyłączony MWE	[-]	
13.	Identyfikator/ nazwa oddziału OSDp, na obszarze, którego przyłączony jest MWE	[-]	
14.	Identyfikator/ nazwa OSDn, jeżeli MWE jest przyłączony do sieci OSDn	[-]	
15.	Współrzędne geograficzne PPM typu FW i PV (współrzędne dla środka geometrycznego)	(para współrzędnych podawana w formacie WGS84 (00,00000 [N] i 00,00000 [E]))	
16.	Terminy		
17.	Planowana data podania napięcia (data pozwolenia na podanie napięcia „EON” w rozumieniu NC RfG)	[RRRR.MM.DD]	
18.	Planowana data pierwszego wprowadzenia mocy do sieci (data tymczasowego pozwolenia na użytkowanie „ION” w rozumieniu NC RfG)	[RRRR.MM.DD]	
19.	Planowana data przekazania MWE ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON w rozumieniu NC RfG)	[RRRR.MM.DD]	
20.	Identyfikacja miejsca przyłączenia/ odwzorowania MWE do KSE ²		
21.	Napięcie w miejscu przyłączenia	[kV]	
22.	Kod/ nazwa stacji, do której będzie przyłączony dany MWE. W przypadku, gdy na dzień wydania warunków przyłączenia nie został nadany kod stacji, należy go uzupełnić po opracowaniu dokumentacji projektowej	[-]	
23.	Kod stacji WN/SN, do której jest przyłączona sieć, do której będzie przyłączony MWE, gdy MWE będzie przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV. W przypadku, gdy na dzień wydania warunków przyłączenia nie został nadany kod stacji, należy go uzupełnić po opracowaniu dokumentacji projektowej	[-]	
24.	Numer pola WN w przypadku MWE przyłączanego do sieci o napięciu 110 kV.	[-]	

25.	Numer transformatora WN/SN oraz numer uzwojenia transformatora WN/SN, do którego jest przyłączany MWE lub jest przyłączona sieć, do której jest przyłączany MWE w przypadku MWE przyłączanego do sieci o napięciu niższym niż 110 kV	[-]		
26.	Wskazane miejsce przyłączenia nie jest fizycznym miejscem przyłączenia MEE do sieci - w przypadku gdy w chwili zgłoszenia powyższych danych nie jest znane dokładne planowane miejsce przyłączenia ³	[TAK/ NIE]		
27.	Podstawowe dane mocowe MWE		Składowa 1	Składowa 2¹
28.	Moc zainstalowana	[MW]		
29.	Moc maksymalna	[MW]		
30.	Moc minimalna	[MW]		
31.	Moc przyłączeniowa	[MW]		
32.	Status relacji OSD z właścicielem zakładu			
33.	Wydane warunki przyłączenia	[TAK/ NIE]		
34.	Utrata ważności warunków przyłączenia	[TAK/ NIE]		
35.	Zawarta umowa o przyłączenie	[TAK/ NIE]		
36.	Zakończona umowa o przyłączenie	[TAK/ NIE]		
37.	Rozwiązana umowa o przyłączenie	[TAK/ NIE]		

¹ W przypadku, gdy w skład MWE wchodzi źródła wytwórcze o różnych kategoriach źródeł energii pierwotnej dane mocowe wymienione w pkt 28-30 przekazywane są dla każdej ze składowych takiego MWE.

² W przypadku MWE przyłączonych w głębi sieci SN jako miejsce przyłączenia należy przyjąć najbliższy węzeł 110 kV (GPZ). W pozostałych przypadkach jest to punkt w sieci, w którym MWE jest przyłączony do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, jak określono w umowie o przyłączenie zawartej pomiędzy podmiotem przyłączanym, a właściwym operatorem.

³ W przypadku, gdy w chwili zgłoszenia danych nie jest znane dokładne fizyczne miejsce przyłączenia MWE jest rejestrowany ze znacznikiem "tak"