Warszawa, dnia 2 stycznia 2018 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
DRE.WOSE.7128.550.2.2018.ZJ

DECYZJA

Na podstawie art. 155 w związku z art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. z 2018 r., poz. 2096, z późn. zm.) oraz art. 9ga ust. 1 i art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r., poz. 755, z późn. zm.) w związku z art. 8 ust. 2 i art. 14 ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 r., poz. 2348),

po rozpatrzeniu wniosku:

Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Spółka Akcyjna
z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie,

zwanego dalej „Przedsiębiorstwem"

z dnia 18 grudnia 2018 r., znak: DP-PR-WK.070.1.2018.21, zwanego dalej „Wnioskiem", o zmianę decyzji z dnia 9 listopada 2018 r. dotyczącej zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci zgodnie z art. 7 ust. 4 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 z 27.04.2016) (dalej: „Rozporządzenie (UE) 2016/631"),

postanawiam

zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr DRE.WOSE.7128.185.2.2018.ZJ, z dnia 9 listopada 2018 r. zatwierdzającą wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych określone przez Przedsiębiorstwo w dokumencie stanowiącym załącznik Nr 1 do decyzji zmienianej,

poprzez

zmianę treści załącznika Nr 1 do decyzji zmienianej w drodze zastąpienia jego treści treścią określoną w załączniku Nr 1 do niniejszej decyzji zmieniającej, zatytułowanym: „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)", z dnia 18 grudnia 2018 r.

UZASADNIENIE

Na wniosek Przedsiębiorstwa, decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr DRE.WOSE.7128.185.2.2018.ZJ, z dnia 9 listopada 2018 r. zatwierdzone zostały w załączniku Nr 1 wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci. Przed wydaniem decyzji zmienianej, ze względu na przepis art. 7 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/631, propozycje brzmienia wymogów podlegały procesowi konsultacji z innymi operatorami systemów. Proces ten został zorganizowany i przeprowadzony w dniach od 15 września 2017 r. do 31 grudnia 2017 r. przez Przedsiębiorcę, jako operatora systemu przesyłowego (dalej : „OSP"), odpowiadającego za pracę krajowego systemu elektroenergetycznego (dalej: KSE).

Jednocześnie mając na uwadze wskazaną w art. 7 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2016/631, możliwość przeniesienia obowiązku ustanowienia wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów systemu na Przedsiębiorstwo wyznaczone OSP na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej, jak również konieczność ustanowienia równych, niedyskryminujących wymogów dla przyłączania modułów wytwarzania energii do krajowego systemu elektroenergetycznego, konieczność zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, a także konieczność optymalizacji działań związanych z wdrażaniem kodeksów sieci, Przedsiębiorstwo opracowało propozycję wszystkich wymogów, o których mowa w Rozporządzeniu (UE) 2016/631, przewidzianych do opracowania przez wszystkich operatorów systemów. Opracowane przez Przedsiębiorstwo wymogi poddano konsultacjom z operatorami systemów dystrybucyjnych oraz z zainteresowanymi podmiotami. Po zakończeniu konsultacji Przedsiębiorca opracował finalną propozycję brzmienia wymogów oraz, ze względu na obowiązujące w tamtym czasie regulacje prawne, dokonały podziału wymogów ogólnego stosowania na:

- wymogi, do których opracowania zobligowany był OSP zarówno jako OSP (dla wszystkich modułów danego typu i rodzaju, bez względu na miejsce przyłączenia), jak i jako właściwy operator systemu (dla modułów przyłączanych do sieci OSP),
- wymogi, do których opracowania zobligowani byli operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD), jako właściwi operatorzy systemów.

W dniu 18 grudnia wszedł w życie art. 1 pkt. 6 ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 r., poz. 2348), zwanej dalej „ustawą zmieniającą ustawę - Prawo energetyczne", którym uzupełniono tekst ustawy – Prawo energetyczne o nowy art. 9ga. Tym samym wypełnione zostało uprawnienie wynikające z art. 7 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2016/631, do przeniesienia odpowiedzialności za opracowanie wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów na Przedsiębiorcę, jako OSP.

Zgodnie z brzmieniem przepisu przejściowego zawartego w art. 8 ust. 2 ustawy zmieniającej ustawę - Prawo energetyczne, decyzja wydana przed dniem wejścia w życie ustawy (14 dni po dniu ogłoszenia) przez Prezesa Urzędu Regulacji (dalej: „Prezes URE") Energetyki na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego,

pozostaje w mocy i stanowi wypełnienie obowiązku, o którym mowa w art. 9ga ustawy - Prawo energetyczne. Ponadto, zgodnie z zapisem art. 8 ustawy zmieniającej ustawę - Prawo energetyczne, decyzje wydane przed dniem wejścia w życie ww. ustawy przez Prezesa URE na wniosek operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, wygasają z dniem wejścia w życie tego przepisu.

Mając na uwadze powyższe okoliczności, w tym w szczególności zapisy art. 9ga ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, nakładające na Przedsiębiorcę obowiązek opracowania wszystkich wymogów ogólnego stosowania, o których mowa w Rozporządzeniu (UE) 2016/631, do opracowania których zobowiązani byli OSP i właściwi operatorzy systemu, a następnie przeprowadzenia przez Przedsiębiorcę pełnego procesu konsultacji ww. wymogów, wraz z opracowaniem i przekazaniem Prezesowi URE Raportu z konsultacji, oraz wydanie przez Prezesa URE decyzji zatwierdzającej wymogi przedłożone przez Przedsiębiorcę, Przedsiębiorca zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę decyzji Nr DRE.WOSE.7128.185.2.2018.ZJ, z dnia 9 listopada 2018 r., polegającą na zatwierdzeniu załączonych do Wniosku zmienionych wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, obejmujących wszystkie wymogi wynikające z Rozporządzenia (UE) 2016/631, do których opracowania zobowiązany został OSP, na podstawie art. 9ga ust. 1 ustawy zmieniającej ustawę - Prawo energetyczne.

Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci przesyłowej zostały przedłożone przez Przedsiębiorcę, będącego operatorem systemu przesyłowego do zatwierdzenia organowi regulacji – Prezesowi URE, zgodnie z art. 9ga ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 8 ust. 2 ustawy zmieniającej ustawę - Prawo energetyczne.

W toku postępowania Prezes URE ocenił, że zmienione wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, w stosunku do wymogów wcześniej zatwierdzonych, poszerzone zostały o wymogi, które zgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2016/631 zobowiązani byli opracować OSD jako właściwi operatorzy systemu. Treść tych wymogów jest tożsama z propozycją OSD wymogów ogólnego stosowania, która została opracowana przez Przedsiębiorcę, po przeprowadzonym procesie konsultacji, i udostępniona na stronie internetowej Przedsiębiorcy na potrzeby wykorzystania przez OSD, w celu przedłożenia wymogów ogólnego stosowania wynikających z Rozporządzenia (UE) 2016/631 do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Wszystkie wymogi zawarto w jednolitym dokumencie.

Prezes URE ocenił ponadto, że propozycja wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci przedłożona została przez właściwy podmiot, zgodnie z wymaganą procedurą i w przepisanym terminie oraz stanowiła przedmiot konsultacji z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, czym wypełniony został przepis art. 7 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/631, oraz nie sprzeciwia się innym przepisom prawa.

W związku z tym Prezes URE postanowił przychylić się do wniosku Przedsiębiorstwa i zmienić swoją decyzję z dnia 9 listopada 2018 r. Nr DRE.WOSE.7128.185.2.2018.ZJ, poprzez zastąpienie treści załącznika Nr 1 do decyzji zmienianej treścią określoną w załączniku Nr 1 do niniejszej decyzji zmieniającej, zatytułowanym: „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)", z dnia 18 grudnia 2018 r., działając w tym przypadku na podstawie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego.

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

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 dwutygodniowym od dnia jej doręczenia [art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479^{46} pkt 1 i art. 479^{47} § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1360, z późn. zm.)]. Odwołanie należy przesłać na adres: Urząd Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa.
2. Odwołanie od decyzji Prezesa URE powinno czynić zadość wymaganiom przepisanym 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. 479^{49} Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 100 zł, zgodnie z art. 32 ust. 3 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 300, z późn. zm.). Opłatę należy uiścić na rachunek bankowy Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych, stosownie do przepisów art. 101 i następne 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 Kodeksu postępowania cywilnego).

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 Kodeksu postępowania cywilnego).
6. Na podstawie art. 7 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2016/631 wymogi ogólnego stosowania, po ich zatwierdzeniu, podlegają obowiązkowi publikacji.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
z upoważnienia

/-/ Adam Dobrowolski

Niniejsza decyzja zwolniona jest z opłaty skarbowej na podstawie art. 4 ustawy o opłacie skarbowej w związku z treścią załącznika do tej ustawy

/-/ Zofia Janiszewska

Otrzymuje:

PSE S.A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

ZAŁĄCZNIK
DO DECYZJI PREZESA URE
z dnia 2 stycznia 2019 r.
nr DNE.WOIE.7128.560.2.2018.zg

Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)

PSE S.A.

Konstancin - Jeziorna, dn. 18-12-2018

Spis treści

WSTĘP 4
WYMOGI OGÓLNEGO STOSOWANIA 5
ARTYKUŁ 13 UST. 1 LIT. A) PKT (I) - PARAMETRY CZĘSTOTLIWOŚCIOWE 5
ARTYKUŁ 13 UST. 1 LIT. B) - PRĘDKOŚĆ ZMIAN CZĘSTOTLIWOŚCI 5
ARTYKUŁ 13 UST. 2 LIT. A) - PARAMETRY STATYCZNE TRYBU LFSM-O 5
ARTYKUŁ 13 UST. 2 LIT. B) - ODSTAWIANIE PGM TYPU A ZAMIAST TRYBU LFSM-O 5
ARTYKUŁ 13 UST. 2 LIT. F) – MINIMUM REGULACYJNE TRYBU LFSM-O 6
ARTYKUŁ 13 UST. 4 – DOPUSZCZALNA REDUKCJA MOCY 6
ARTYKUŁ 13 UST. 6 – ZDALNE STEROWANIE PGM 7
ARTYKUŁ 13 UST. 7 – AUTOMATYCZNE PRZYŁĄCZANIE DO SIECI 7
ARTYKUŁ 14 UST. 2 LIT. B) – ZDALNE STEROWANIE PGM TYPU B 7
ARTYKUŁ 14 UST. 3 LIT. A) PKT (I) – FRT DLA ZWARĆ SYMETRYCZNYCH 8
ARTYKUŁ 14 UST. 3 LIT. B) - FRT DLA ZWARĆ NIESYMETRYCZNYCH 9
ARTYKUŁ 14 UST. 4 LIT. A) – PONOWNE PRZYŁĄCZANIE PGM DO SIECI 11
ARTYKUŁ 14 UST. 5 LIT. D) PKT (I) – WYMIANA DANYCH 12
ARTYKUŁ 14 UST. 5 LIT. D) PKT (II) – WYMIANA DANYCH CZASU RZECZYWISTEGO 12
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. A) – AUTOMATYCZNA REGULACJA MOCY 12
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. B) – MANUALNA REGULACJA MOCY 12
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. C) PKT (I) – PARAMETRY STATYCZNE TRYBU LFSM-U 13
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. D) PKT (I) – PARAMETRY STATYCZNE TRYBU FSM 13
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. D) PKT (III) - PARAMETRY DYNAMICZNE TRYBU FSM 14
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. D) PKT (IV) – ZWŁOKA POCZĄTKOWA TRYBU FSM 14
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. D) PKT (V) – CZAS DZIAŁANIA TRYBU FSM 14
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. G) PKT (I) – TRANSMISJA SYGNAŁÓW DO MONITORINGU TRYBU FSM 14
ARTYKUŁ 15 UST. 2 LIT. G) PKT (II) – SYGNAŁY DO MONITORINGU TRYBU FSM 14
ARTYKUŁ 15 UST. 3 – ZABEZPIECZENIA NAPIĘCIOWE 15
ARTYKUŁ 15 UST. 5 LIT. C) PKT (III) – PRACA NA POTRZEBY WŁASNE 15
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. A) – STABILNOŚĆ KĄTOWA 16
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. B) PKT (I) – REJESTRATOR ZWARĆ 16
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. B) PKT (II) – KRYTERIA WYZWALANIA I WIELKOŚCI PRÓBEK 16
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. B) PKT (III) – ALARM OSCYLACJI 16
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. B) PKT (IV) – PROTOKOŁY KOMUNIKACYJNE 17
ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. C) PKT (III) – MODELE SYMULACYJNE 17

Spis treści

ARTYKUŁ 15 UST. 6 LIT. E) – PRĘDKOŚĆ ZMIAN MOCY 17
ARTYKUŁ 16 UST. 2 LIT. A) PKT (I) – WARUNKI NAPIĘCIOWE 18
ARTYKUŁ 16 UST. 2 LIT. A) PKT (II) – WARUNKI NAPIĘCIOWE I CZĘSTOTLIWOŚCIOWE 18
ARTYKUŁ 16 UST. 2 LIT. C) – ZABEZPIECZENIA NAPIĘCIOWE 18
ARTYKUŁ 16 UST. 3 LIT. A) PKT (I) – FRT DLA ZWARĆ SYMETRYCZNYCH 19
ARTYKUŁ 16 UST. 3 LIT. C) – FRT DLA ZWARĆ NIESYMETRYCZNYCH 21
ARTYKUŁ 16 UST. 4 LIT. D) – WARUNKI SYNCHRONIZACJI 23
ARTYKUŁ 17 UST. 2 LIT. A) – MOC BIERNA 24
ARTYKUŁ 17 UST. 3 – ODBUDOWA MOCY CZYNNEJ PO ZWARCIU 24
ARTYKUŁ 18 UST. 2 LIT. B) PKT (I),(II),(III) – MOC BIERNA 24
ARTYKUŁ 18 UST. 2 LIT. B) PKT (IV) – PRĘDKOŚĆ ZMIAN MOCY BIERNEJ 26
ARTYKUŁ 19 UST. 2 LIT. B) PKT (V) – PSS 26
ARTYKUŁ 20 UST. 2 LIT. A) – MOC BIERNA 26
ARTYKUŁ 20 UST. 2 LIT. B) - SZYBKI PRĄD ZWARCIOWY (ZWARCIA SYMETRYCZNE) 27
ARTYKUŁ 20 UST. 2 LIT. C) - SZYBKI PRĄD ZWARCIOWY (ZWARCIA NIESYMETRYCZNE) 28
ARTYKUŁ 20 UST. 3 LIT. A) – ODBUDOWA MOCY CZYNNEJ PO ZWARCIU 28
ARTYKUŁ 21 UST. 2 LIT. A) – INERCJA SYNTETYCZNA 29
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. B) PKT (I) – MOC BIERNA PRZY MOCY MAKSYMALNEJ 29
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. C) PKT (I) – MOC BIERNA PONIŻEJ MOCY MAKSYMALNEJ 30
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. C) PKT (IV) – PRĘDKOŚĆ REGULACJI MOCY BIERNEJ 31
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. D) PKT (IV) – DYNAMIKA AKTYWACJI MOCY BIERNEJ W FUNKCJI NAPIĘCIA 32
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. D) PKT (VI) – DYNAMIKA REGULACJI WSPÓŁCZYNNIKA MOCY 32
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. D) PKT (VII) – TRYBY PRACY UKŁADÓW REGULACJI MOCY BIERNEJ 32
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. E) – PRIORYTET WKŁADU MOCY CZYNNEJ LUB BIERNEJ 32
ARTYKUŁ 21 UST. 3 LIT. F) – TŁUMIENIE OSCYLACJI 32
ARTYKUŁ 25 UST. 1 – WARUNKI NAPIĘCIOWE 33

Wstęp

Niniejsze wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (dalej: Wymogi), to dokument zawierający rozstrzygnięcia merytoryczne dotyczące wymogów technicznych, wynikających z NC RfG[1], podlegających zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny, do których opracowania PSE S.A. zostały zobowiązane na podstawie NC RfG oraz art. 9 ga ust. 1 Ustawy - Prawo energetyczne[2]. Wymogi ogólnego stosowania, zgodnie z NC RfG zobowiązany jest opracować właściwy dla miejsca przyłączenia operator systemu tj. OSP lub OSD, jak i wyznaczony operator systemu przesyłowego. Rzeczpospolita Polska wykorzystała możliwość przeniesienia obowiązku ustanowienia wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów systemu na PSE S.A. jako operatora systemu przesyłowego o której mowa w art. 7 ust. 9 NC RfG,. Opracowane przez PSE S.A. Wymogi podlegały procesowi konsultacji z OSD i opiniowania z uczestnikami rynku.

Dokument podzielony został zgodnie z systematyką zawartą w NC RfG i odnosi się kolejno do PGM typu A, B C i D, zgodnie z zakwalifikowaniem, dokonanym przez OSP na podstawie art. 5 ust. 3 NC RfG.

Zgodnie z art. 14 ust. 1 , art. 15 ust. 1 i art. 16 ust. 1 NC RfG moduły wyższego typu muszą spełniać także, co do zasady, wymogi dla modułów niższego typu (A<B<C<D).

Jeśli nie wskazano inaczej, artykuły w niniejszym dokumencie odnoszą się do artykułów z NC RfG.

W poniższej tabeli przedstawiono skróty wykorzystane w niniejszych *Wymogach*, które nie są zdefiniowane bezpośrednio w NC RfG. W pozostałym zakresie skróty i pojęcia użyte w Wymogach są zgodne z definicjami określonymi w NC RfG.

FRT	Zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia (Fault Ride Through)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
PGM	Moduł Wytwarzania Energii (ang. PGM - Power Generating Module)
PPM	Moduł Parku Energii (ang. PPM - Power Park Module)
PPW	Praca modułu wytwarzania energii na potrzeby własne

[1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz.U. UE z 27.4.2016 L112/1 (NC RfG).

[2] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.)

Wymogi ogólnego stosowania

Artykuł 13 ust. 1 lit. a) pkt (i) - parametry częstotliwościowe

Minimalne czasy pracy modułu wytwarzania energii przy częstotliwościach, odbiegających od wartości znamionowej:

Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,5 Hz–48,5 Hz	30 minut
48,5 Hz–49,0 Hz	30 minut

Artykuł 13 ust. 1 lit. b) - prędkość zmian częstotliwości

Wymagana jest zdolność PGM do pozostania w pracy przy prędkościach zmian częstotliwości nie większych niż:

$$\left|\frac{df_{max}}{dt}\right| = 2{,}0\left[\frac{Hz}{s}\right].$$

gdzie wartość ta mierzona byłaby jako wartość średnia w przesuwnym oknie pomiarowym o długości 500 ms.

Wymóg $\left|\frac{df_{max}}{dt}\right| = 2{,}0\left[\frac{Hz}{s}\right]$ jest wymaganiem minimalnym. W przypadku, gdy wykorzystywana technologia umożliwia połączenie z siecią oraz pracę przy większych wartościach prędkości zmian częstotliwości, nie jest dopuszczalne ograniczanie pracy modułu PGM do wielkości zdefiniowanej powyżej, o ile nie wynika to z uzgodnionej nastawy zabezpieczenia od utraty sieci (ang Lost of Mains – LOM).

Artykuł 13 ust. 2 lit. a) - parametry statyczne trybu LFSM-O

- Zdolność do ustawienia progu częstotliwości trybu LFSM-O w zakresie: 50,2 Hz–50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz.
- Zdolność do ustawienia statyzmu trybu LFSM–O w zakresie: 2–12%, wartość domyślna 5%.
- Dla modułów parków energii wartość P_{ref} oznacza moc czynną maksymalną.

Należy zapewnić możliwość wyboru ustawienia na polecenie OSP progu częstotliwości aktywacji trybu LFSM-O oraz statyzmu w wymaganym zakresie.

Niezależnie od nadrzędności wartości zadanej mocy trybu LFSM-O, należy zapewnić: możliwość blokowania trybu LFSM-O oraz zdolność do realizacji pracy interwencyjnej z wartościami zadanymi wskazanymi przez właściwego OS.

Artykuł 13 ust. 2 lit. b) - odstawianie PGM typu A zamiast trybu LFSM-O

Nie dopuszcza się wyłączania PGM typu A zamiast zapewniania zdolności do trybu LFSM-O.

Powyższe rozstrzygnięcie nie wyklucza przystosowania PGM typu A do trybu LFSM-O poprzez stopniowe wyłączanie poszczególnych źródeł wytwórczych wchodzących w skład PGM, w szczególności PPM.

Artykuł 13 ust. 2 lit. f) – minimum regulacyjne trybu LFSM-O

Wymaga się, aby po osiągnięciu minimalnego poziomu regulacji w trybie LFSM-O, moduł wytwarzania energii miał zdolność do stabilnej pracy na tym poziomie. Nie wymaga się pracy poniżej minimalnego poziomu regulacji, o ile taki wymóg nie został określony indywidualnie w ramach przystosowania PGM do pracy wyspowej.

Redukcja mocy czynnej PPM wynikająca z pracy w trybie LFSM-O jest realizowana od wartości wyjściowej mocy czynnej w momencie osiągnięcia progu aktywacji trybu LFSM-O do wartości mocy wynikającej z charakterystyki statycznej trybu LFSM-O, o ile nie nastąpiło zmniejszenie mocy nośnika energii pierwotnej poniżej poziomu umożliwiającego uzyskanie wymaganego poziomu mocy.

Artykuł 13 ust. 4 – dopuszczalna redukcja mocy

Dopuszczalna redukcja mocy czynnej w stosunku do maksymalnej generowanej mocy (zdefiniowanej przy częstotliwości 50 Hz), przy zmniejszającej się częstotliwości wynosi:

a. dla synchronicznych modułów wytwarzania energii z wyłączeniem synchronicznych modułów wytwarzania energii, o których mowa w punkcie b): 10% mocy maksymalnej na 1 Hz, przy spadku częstotliwości poniżej częstotliwości 49 Hz (rys. a);

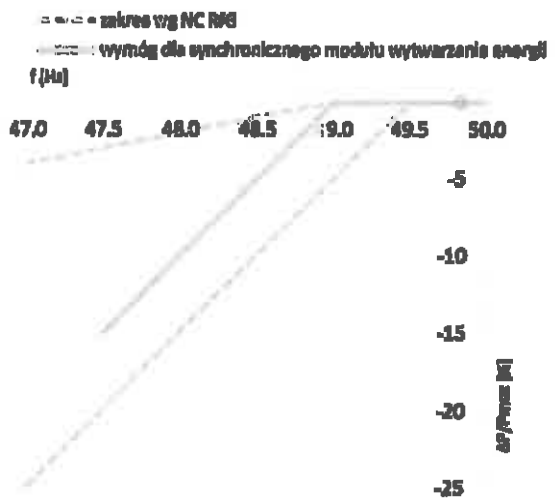
b. dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu blok gazowy lub gazowo-parowy: 4% mocy maksymalnej na 1 Hz, przy spadku częstotliwości poniżej częstotliwości 49,5 Hz (rys. b);

c. dla modułów parku energii: 2% mocy maksymalnej na 1 Hz przy spadku częstotliwości poniżej częstotliwości 49 Hz (rys. c).

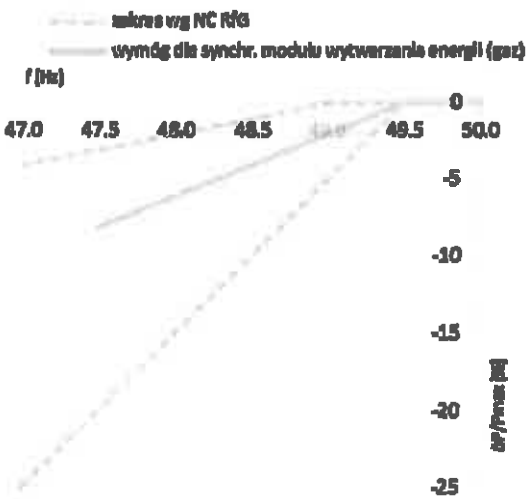
W przypadku, gdy dany PGM może pracować z mniejszą redukcją mocy powinien taką pracę zapewnić (dotyczy w szczególności PPM).

Rys. Maksymalny spadek zdolności do generacji mocy przy spadku częstotliwości.

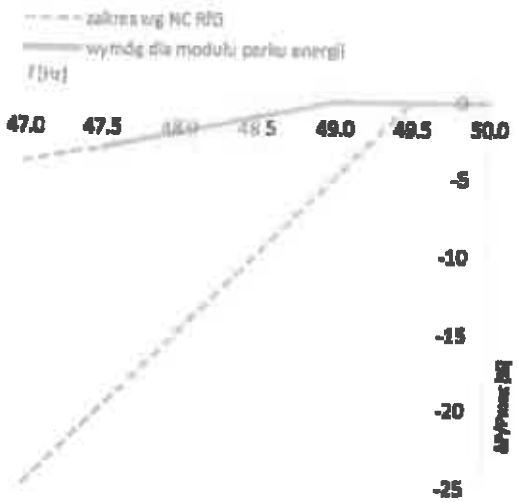
a)



b)



c)



Zgodnie z art. 13 ust. 5 wymóg dopuszczalnej redukcji mocy czynnej jest określony dla nominalnych warunków otoczenia, które obejmują w szczególności następujące parametry:

- ciśnienie,
- temperaturę,
- wilgotność względną.

W przypadku, gdy parametry otoczenia mają znaczący wpływ na zdolność do generacji mocy maksymalnej, właściciel zakładu wytwarzania energii dostarczy właściwemu OS odpowiednie charakterystyki, identyfikujące te ograniczenia.

Artykuł 13 ust. 6 – zdalne sterowanie PGM

Wymaga się od PGM przystosowania do zdalnego sterowania przez właściwego OS obiektem w zakresie zaprzestania generacji mocy czynnej. Standardy telekomunikacyjne określa właściwy OS.

Artykuł 13 ust. 7 – automatyczne przyłączanie do sieci

Warunki automatycznego przyłączania PGM do sieci (muszą być spełnione łącznie):

- częstotliwość napięcia w sieci mieści się w przedziale od 49,00 Hz do 50,05 Hz, oraz
- zwłoka czasowa (rozumiana jako czas pomiędzy chwilą, w której wartość częstotliwości powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, a momentem załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) - co najmniej 60 sek., oraz
- Maksymalny dopuszczalny gradient wzrostu generowanej mocy czynnej wynosi 10% mocy maksymalnej na minutę.

Artykuł 14 ust. 2 lit. b) – zdalne sterowanie PGM typu B

Wymaga się zdolności PGM do zdalnego sterowania obiektem w zakresie redukcji mocy czynnej na polecenie właściwego OS. Wymóg redukcji pozostaje aktywny również w przypadku, gdy źródło energii pierwotnej jest niewystarczające do osiągnięcia zadanej wartości ograniczenia.

W celu umożliwienia zdalnego sterowania generowaną mocą czynną poprzez dodatkowe urządzenia należy spełnić standardy telekomunikacyjne określone i opublikowane przez właściwego OS.

Artykuł 14 ust. 3 lit. a) pkt (i) – FRT dla zwarć symetrycznych

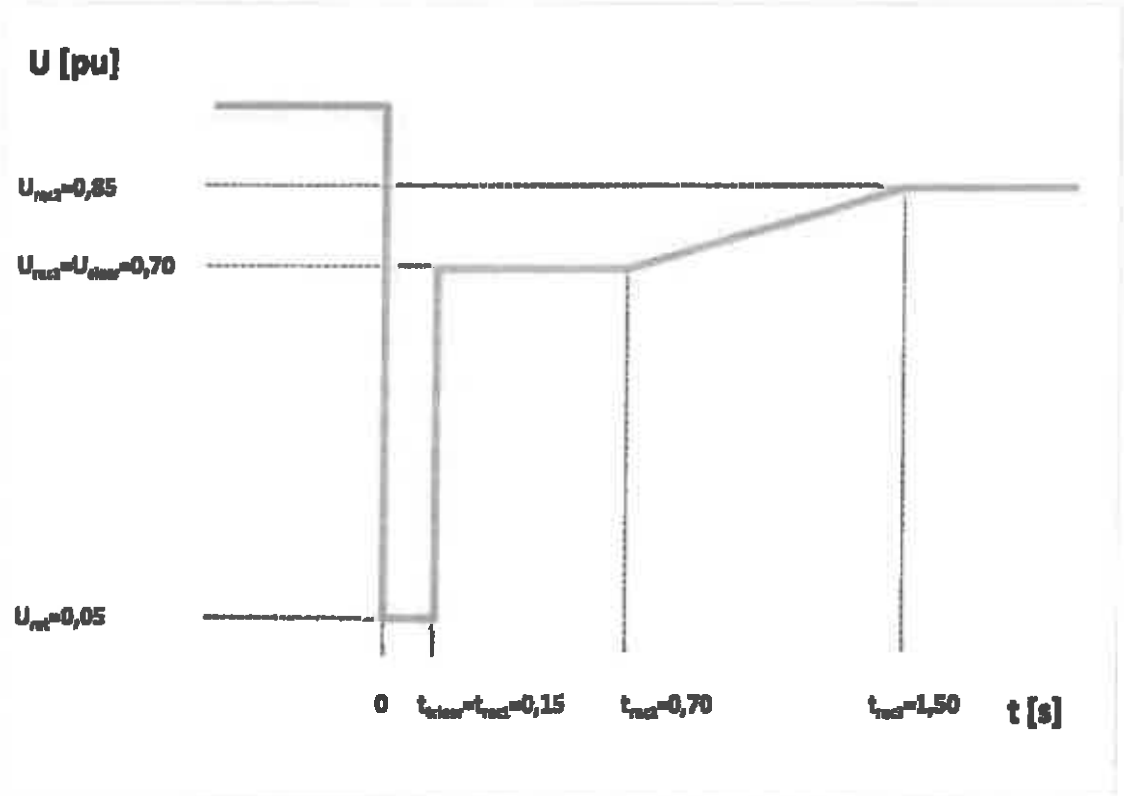
PGM może odłączyć się od sieci podczas zwarcia w przypadku, gdy napięcie międzyfazowe w punkcie przyłączenia obniży się poniżej wymaganego profilu pozostawania w pracy podczas zwarcia, a wartości napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarciem przekroczą wartość dopuszczalną określoną we właściwych regulacjach prawnych.

- Synchroniczne moduły wytwarzania energii muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia:

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,70	trec1:	0,15
Urec1:	0,70	trec2:	0,70
Urec2:	0,85	trec3:	1,50

Wymagany profil pozostawania podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania energii:

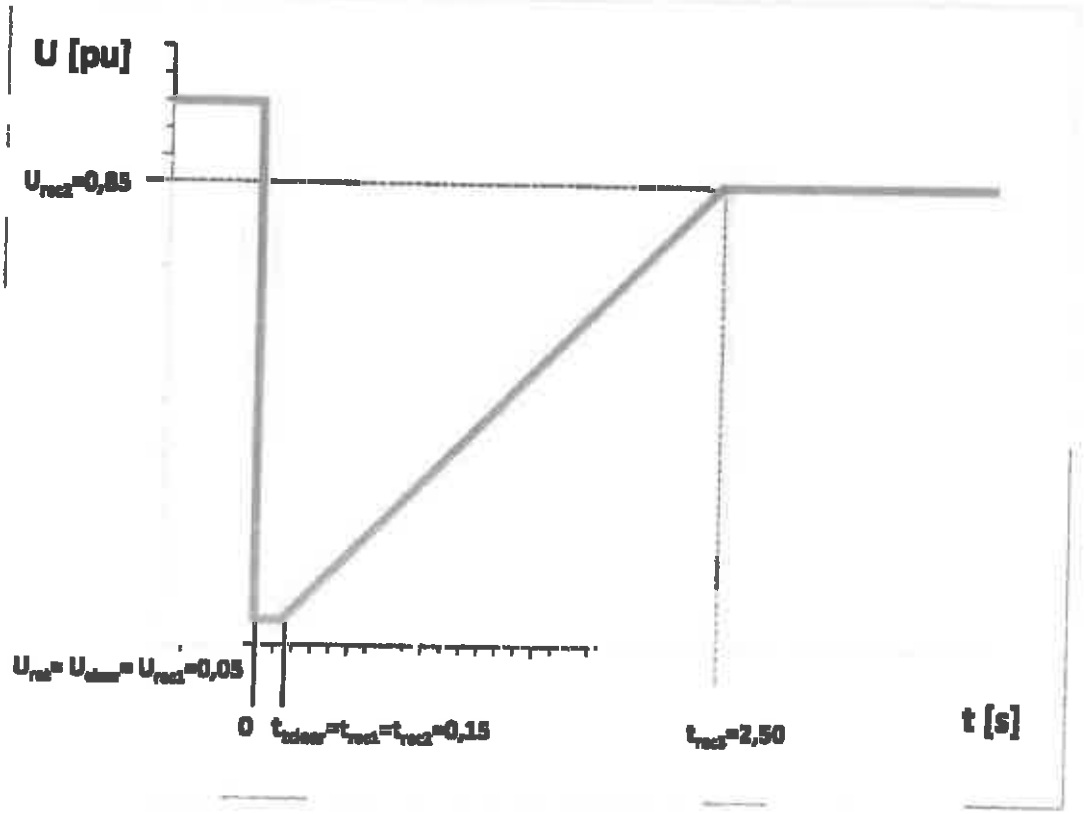


- **Moduły parku energii muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku:**

Parametry w zakresie zdolności modułów parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia:

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,05	trec1:	0,15
Urec1:	0,05	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,50

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu parku energii:



Artykuł 14 ust. 3 lit. b) - FRT dla zwarć niesymetrycznych

Wymagane zdolności PGM do utrzymywania się w pracy podczas zwarć w przypadku wystąpienia zwarć niesymetrycznych dotyczą przebiegu napięcia międzyfazowego o najmniejszej amplitudzie.

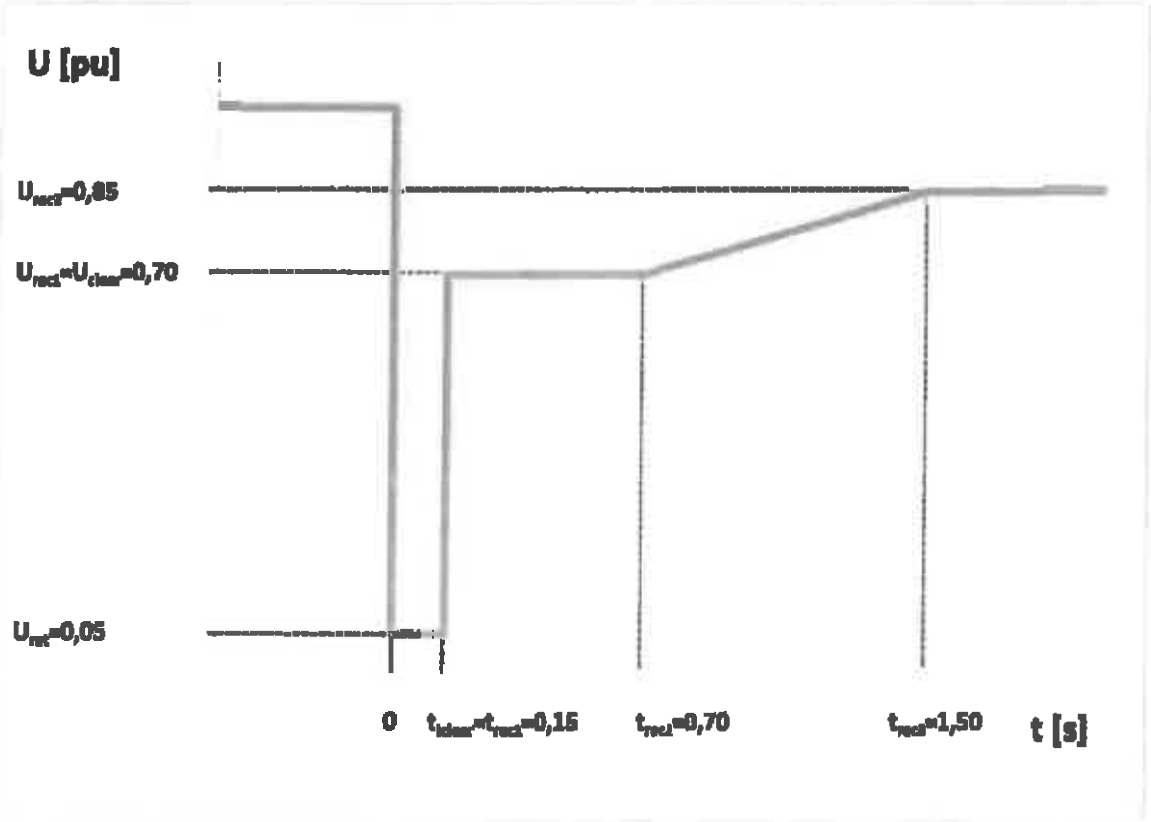
PGM może odłączyć się od sieci podczas zwarcia niesymetrycznego w przypadku, gdy co najmniej jedno z napięć międzyfazowych w punkcie przyłączenia obniży się poniżej wymaganego profilu pozostawania w pracy podczas zwarcia, a wartości napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarciem przekroczą wartość dopuszczalną określoną we właściwych regulacjach prawnych.

- **Synchroniczne moduły wytwarzania energii muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.**

Parametry w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia:

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,70	trec1:	0,15
Urec1:	0,70	trec2:	0,70
Urec2:	0,85	trec3:	1,50

Wymagany profil pozostawania podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania energii.



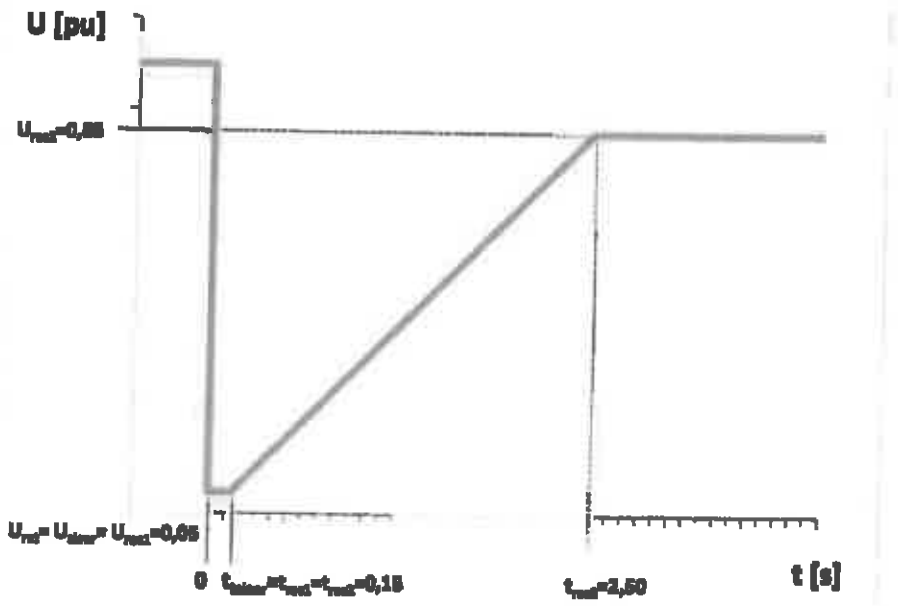
- **Moduły parku energii muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku:**

Wymogi ogólnego stosowania

Parametry w zakresie zdolności modułów parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia:

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,05	trec1:	0,15
Urec1:	0,05	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,50

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu parku energii.



Artykuł 14 ust. 4 lit. a) – ponowne przyłączanie PGM do sieci

Warunki do ponownego przyłączenia PGM do sieci po jego przypadkowym odłączeniu spowodowanym zakłóceniem w sieci (muszą być spełnione łącznie):

- **częstotliwość napięcia w sieci mieści się w przedziale od 49,00 Hz do 50,05 Hz, oraz**
- **wartość napięcia w punkcie przyłączenia mieści się w przedziale napięć dopuszczalnych określonych we właściwych regulacjach prawnych, oraz**
- **zwłoka czasowa (rozumiana jako czas pomiędzy chwilą, w której wartość ww. parametrów powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, a momentem załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) - co najmniej 60 sek.**

Jeżeli odłączenie PGM od sieci nastąpiło w wyniku otwarcia wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy, jego ponowne załączenie dla PGM typu C i D może odbyć się wyłącznie za zgodą lub na polecenie właściwego OS. Dopuszcza się wykorzystanie przez właściwego OS czasu opóźnienia w celu blokowania automatycznego ponownego przyłączania w zależności od lokalizacji stacji elektroenergetycznej i konfiguracji sieci, do której jest przyłączony moduł wytwarzania energii.

Artykuł 14 ust. 5 lit. d) pkt (i) – wymiana danych

Wymagane jest, aby moduły wytwarzania energii zapewniły zdolność zakładu wytwarzania energii do wymiany informacji w czasie rzeczywistym:

- typu B z właściwym OS
- typu C i D z właściwym OS oraz OSP.

Artykuł 14 ust. 5 lit. d) pkt (ii) – wymiana danych czasu rzeczywistego

Dla podmiotów przyłączonych do sieci OSD zakres danych czasu rzeczywistego powinien obejmować co najmniej:

- położenie łączników liniowych w punkcie przyłączenia; oraz
- rozpływy mocy czynnej i biernej, prąd i napięcie w punkcie przyłączenia

Właściwy OS w porozumieniu z OSP ma prawo wymagać szerszego zakresu wymienianych informacji w czasie rzeczywistym, niezbędnych do planowania i prowadzenia pracy systemu.

Dla podmiotów przyłączonych do sieci OSP zakres danych czasu rzeczywistego powinien obejmować co najmniej:

- położenie łączników liniowych w punkcie przyłączenia lub w innym punkcie interakcji uzgodnionym z OSP;
- rozpływy mocy czynnej i biernej, prąd i napięcie w punkcie przyłączenia lub w innym punkcie interakcji uzgodnionym z OSP;
- w przypadku zakładu wytwarzania energii zużywającego energię na potrzeby inne niż potrzeby własne – moc czynną netto i moc bierną netto w punkcie przyłączenia lub w innym punkcie interakcji uzgodnionym z OSP.

OSP ma prawo wymagać szerszego zakresu wymienianych informacji w czasie rzeczywistym, niezbędnych do planowania i prowadzenia pracy systemu.

Artykuł 15 ust. 2 lit. a) – automatyczna regulacja mocy

Okres, w ciągu którego musi zostać osiągnięta zmodyfikowana wartość nastawy mocy czynnej nie może być dłuższy niż 15 min.

Dokładność regulacji powinna być nie mniejsza niż 1% wartości mocy maksymalnej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz 2% mocy zadanej dla modułów parku energii.

Artykuł 15 ust. 2 lit. b) – manualna regulacja mocy

Okres, w ciągu którego musi zostać osiągnięta zmodyfikowana wartość nastawy mocy czynnej, gdy urządzenia automatycznej regulacji nie działają, nie może być dłuższy niż 30 min od momentu wydania polecenia przez właściwego OS. Dokładność regulacji powinna być nie mniejsza niż 2% wartości mocy maksymalnej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz 5% mocy zadanej dla modułów parku energii.

Artykuł 15 ust. 2 lit. c) pkt (i) – parametry statyczne trybu LFSM-U

- Zdolność do ustawienia progu częstotliwości trybu LFSM-U w zakresie: 49,5Hz – 49,8Hz, wartość domyślna 49,8 Hz
- Zdolność do ustawienia statyzmu trybu LFSM–U w zakresie: 2–12%, wartość domyślna 5%
- Dla modułów parków energii PPM wartość P_{ref} oznacza moc czynną maksymalną.

Należy zapewnić możliwość wyboru ustawienia w wymaganym zakresie, na polecenie OSP:

- progu częstotliwości aktywacji trybu LFSM-U,
- statyzmu.

Należy zapewnić możliwość blokowania przez właściwego OS funkcji trybu LFSM-U w przypadku wystąpienia ograniczeń sieciowych obserwowanych w czasie rzeczywistym (a nie zidentyfikowanych w oparciu o prognozy). Stosowanie blokady trybu LFSM-U ograniczone być powinno do obszaru systemu, w którym wystąpiły ograniczenia sieciowe. Właściwy OS powinien przekazać do OSP informację o aktywnych blokadach trybu LFSM-U. Warunki sieciowe umożliwiające blokowanie trybu LFSM-U powinny zostać uzgodnione pomiędzy właściwym OS i OSP.

Artykuł 15 ust. 2 lit. d) pkt (i) – parametry statyczne trybu FSM

Wymagane parametry dotyczące odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie FSM.

Parametry		Zakresy lub wartości
Zakres mocy czynnej związany z mocą maksymalną $\frac{\lvert\Delta P_i\rvert}{P_{max}}$		5%
Niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej	$\lvert\Delta f_i\rvert$	10 mHz
	$\frac{\lvert\Delta f_i\rvert}{f_n}$	0,02%
Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej		0–500 mHz
Statyzm s_1		2–12%

Artykuł 15 ust. 2 lit. d) pkt (iii) - parametry dynamiczne trybu FSM

Parametry pełnej aktywacji mocy czynnej w odpowiedzi na zmianę częstotliwości wynikające ze zmiany skokowej częstotliwości:

Parametry	Zakresy lub wartości
Zakres mocy czynnej związany z mocą maksymalną (zakres odpowiedzi częstotliwościowej) $\frac{\lvert \Delta P_t \rvert}{P_{ref}}$	5%
W przypadku modułów wytwarzania energii z inercją maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t1, o ile nie uzasadniono inaczej zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d) pkt (iv)	2 s
W przypadku modułów wytwarzania energii bez inercji maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t1, o ile nie uzasadniono inaczej zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d) pkt (iv)	0,5 s
Maksymalny dopuszczalny wybór czasu pełnego uruchomienia t2	30 s

Artykuł 15 ust. 2 lit. d) pkt (iv) – zwłoka początkowa trybu FSM

Dla modułów wytwarzania energii bez inercji, maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t_1 powinna wynosić 0,5 s. zgodnie z Tabelą 5 z NC RfG.

Artykuł 15 ust. 2 lit. d) pkt (v) – czas działania trybu FSM

Moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zapewnienia pełnej odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej przez co najmniej 30 minut, pod warunkiem dostępności źródła energii pierwotnej.

Sygnał korekcji mocy od częstotliwości musi pozostać aktywny dopóki występują warunki częstotliwościowe dla działania automatyki FSM. Nie dopuszcza się wycofania sygnału korekcji mocy od częstotliwości w przypadku chwilowej utraty źródła energii pierwotnej.

Artykuł 15 ust. 2 lit. g) pkt (i) – transmisja sygnałów do monitoringu trybu FSM

W przypadku uczestniczenia danego modułu PGM w procesie regulacji częstotliwości trybu FSM, sygnały do monitorowania działania odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej FSM mają być przesyłane do OSP.

Artykuł 15 ust. 2 lit. g) pkt (ii) – sygnały do monitoringu trybu FSM

W przypadku uczestniczenia danego modułu PGM w procesie regulacji częstotliwości FSM dodatkowe sygnały, które mają być przekazywane przez moduł wytwarzania energii za pomocą urządzeń

monitorowania i urządzeń rejestrujących, w celu weryfikacji działania rezerwy odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej obejmują co najmniej:

- lokalną częstotliwość lub prędkość obrotową;
- tryb pracy PGM (tj. tryb LFSM-U/LFSM-O, PPW oraz praca wyspowa – jeżeli PGM jest do niej przystosowany),

przy czym na etapie przyłączania obiektu do sieci lub rozpoczęcia wykorzystania przez OSP zdolności PGM do regulacji częstotliwości w systemie, właściwy OS w porozumieniu z OSP określa dodatkowe sygnały niezbędne dla monitorowania, przy uwzględnieniu technologii wytwarzania.

Artykuł 15 ust. 3 – zabezpieczenia napięciowe

Warunki dla rzeczywistego odłączenia modułów PGM:

Jeżeli właściwy OS, w porozumieniu z OSP postanowi o dopuszczeniu, ze względów systemowych, do stosowania tych zabezpieczeń, wówczas wartości progowe napięć w punkcie przyłączenia, przy których może nastąpić automatyczne odłączenie obiektu powinny być skorelowane z wartościami granicznymi napięć dopuszczalnymi przez właściwego OS w sieci SN, którą zarządza, tj.:

- nastawa zabezpieczeń podnapięciowych powinna być niższa niż minimalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci
- natomiast nastawa zabezpieczeń nadnapięciowych powinna być wyższa niż maksymalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci.

Zabezpieczenia napięciowe w punkcie przyłączenia nie powinny być aktywne, o ile nie są wykorzystywane do przygotowania jednostki do obrony/odbudowy KSE np. poprzez wyprzedzające przejście do PPW. Nie powinny być wykorzystywane do ochrony PGM przed uszkodzeniami – temu służą zabezpieczenia instalowane bezpośrednio na urządzeniu, o których mowa w art. 14 ust. 5 lit. b) pkt (iii).

Ustawienia poziomów napięć działania zabezpieczeń są ustalane indywidualnie jako specyficzne dla obiektu.

Artykuł 15 ust. 5 lit. c) pkt (iii) – praca na potrzeby własne

Minimalny wymagany czas pracy na potrzeby własne modułów wytwarzania energii niezdolnych do szybkiej resynchronizacji będzie ustalany indywidualnie uwzględniając technologię wykonania, przy czym czas ten nie może być krótszy niż 2 godziny.

Praca na potrzeby własne nie może być przerwana po przekroczeniu określonego powyżej minimalnego 2 godzinnego limitu czasowego, o ile dalsza jego praca nie zagraża bezpieczeństwu pracy ludzi i urządzeń.

Dłuższy czas pracy na potrzeby własne będzie wymagany, w ramach odrębnych ustaleń, od modułów PGM przewidzianych do wykorzystania w procesie obrony i odbudowy KSE, w szczególności przystosowanych do pracy wyspowej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. a) – stabilność kątowa

Synchroniczne moduły wytwarzania energii muszą być wyposażone w zabezpieczenia reagujące na poślizg biegunów wirnika, w którym wielkością kryterialną jest impedancja. Dopuszczalne jest zastosowanie innego, równoważnego zabezpieczenia do wykrywania utraty stabilności kątowej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (i) – rejestrator zwarć

O ile właściwy OS nie postanowi inaczej zakłady wytwarzania energii muszą być wyposażone w instalację zapewniającą rejestrację kształtu fali napięcia i prądu podczas usterek/zwarć i monitorowanie zachowania dynamicznego systemu z dokładnością (dla wartości nominalnych w stanie ustalonym):

- napięcie – dokładność 0,5%,
- prąd – dokładność 0,5%,
- moc czynna – dokładność 1,0%,
- moc bierna – dokładność 1,0%,
- częstotliwość – dokładność 0,02%.

Rejestrować należy wartości chwilowe prądu i napięcia z częstością zapisu i z synchronizacją czasu wymaganą przez właściwego OS.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (ii) – kryteria wyzwalania i wielkości próbek

O ile nie zostanie określone inaczej, proponuje się przyjąć do ustaleń z właścicielem zakładu wytwarzania następujące wartości progów wyzwalających rejestrację:

- dla napięcia (wartość skuteczna jednookresowa aktualizowana co 10 ms w pomiarowym oknie przesuwnym):

  a) dla sieci o napięciu 400 kV i wyższym: U_{RMS}<0,9 pu lub U_{RMS}>1,05 pu,

  b) dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV: U_{RMS}<0,9 pu lub U_{RMS}>1,118 pu,

  c) dla sieci o napięciu poniżej 110 kV: U_{RMS} <0,9 pu lub U_{RMS} >1,1 pu
- dla częstotliwości:

  f< 49,8 Hz lub f>50,2 Hz.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iii) – alarm oscylacji

W ramach wykrywania słabo tłumionych oscylacji mocy przyjęto monitorowanie oscylacji o częstotliwości od 0,1 Hz do 5 Hz, i równocześnie zastosowanie następujących progów wyzwalających rejestrację oscylacji (zakłada się jednoczesne przekroczenie progów 2 wartości):

- amplitudy oscylacji - Awzgl > 2%

  gdzie Awzgl=A/P, A – amplituda oscylacji [MW], P – moc czynna generatora [MW]
- współczynnika tłumienia - ξ < 5%

  gdzie: ξ=(A1-A2)/A1, A1, A2 – kolejne amplitudy oscylacji

Powyższe podejście nie wyklucza stosowania rejestracji ciągłej, poddanej obróbce, w trakcie której

zostaną zidentyfikowane przekroczenia ustalonych progów.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iv) – protokoły komunikacyjne

Modele symulacyjne, które odpowiednio odzwierciedlają zachowanie modułu wytwarzania energii zarówno w stanie ustalonym, jak i dla symulacji dynamicznych (składowa 50 Hz) lub w krótkotrwałych symulacjach elektromagnetycznych powinny być zgodne ze standardem CGMES 2.4.15 lub nowszym, o ile uzgodniono inaczej między właścicielem zakładu wytwarzania energii a właściwym OS i OSP.

Artykuł 15 ust. 6 lit. c) pkt (iii) – modele symulacyjne

Na wniosek właściwego OS, właściciel zakładu wytwarzania energii musi zapewniać modele symulacyjne. Modele symulacyjne, które odpowiednio odzwierciedlają zachowanie modułu wytwarzania energii zarówno w stanie ustalonym, jak i dla symulacji dynamicznych (składowa 50 Hz) lub w krótkotrwałych symulacjach elektromagnetycznych powinny być zgodne ze standardem CGMES 2.4.15 lub nowszym, o ile właściwy OS w koordynacji z OSP nie postanowił inaczej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. e) – prędkość zmian mocy

Jeżeli właściwy OS i właściciel modułu wytwarzania energii w porozumieniu z OSP nie uzgodnią inaczej, to minimalne i maksymalne wartości graniczne prędkości zmiany generowanej mocy czynnej (wartości graniczne zmian) zarówno w zakresie dodatniej, jak i ujemnej zmiany generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii, z uwzględnieniem specyfiki technologii napędu podstawowego, mieszczą się w zakresach podanych w poniższej tabeli.

Rodzaj modułu wytwarzania energii	Graniczne prędkości zmiany generowanej mocy czynnej w kierunku ujemnym i dodatnim [% mocy maksymalnej / minutę]
Jednostki cieplne (węgiel kamienny)	4 ÷ 6
Jednostki cieplne (węgiel brunatny)	3 ÷ 4
Jednostki cieplne gazowe (obieg zamknięty)	5 ÷ 8
Jednostki cieplne gazowe (obieg otwarty)	12 ÷ 20
Jednostki cieplne napędzane silnikiem spalinowym	80 ÷ 100
Jednostki wodne	40 ÷ 50
Jednostki wiatrowe	90 ÷ 100
Jednostki fotowoltaiczne	90 ÷ 100

Podane w tabeli wartości granicznych prędkości zmian mocy czynnej oznaczają wartości średnie prędkości zmiany obciążenia bazowego w zakresie od minimum technicznego do mocy maksymalnej PGM. W uzasadnionych technicznie przypadkach, dla jednostek cieplnych w zakresie od 0,9 mocy

maksymalnej do 1,0 mocy maksymalnej dopuszcza się mniejsze graniczne prędkości zmian mocy czynnej, które muszą być uzgodnione z właściwym OS w porozumieniu z OSP.

Artykuł 16 ust. 2 lit. a) pkt (i) – warunki napięciowe

Minimalny czas, w trakcie którego moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 pu w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci wynoszą:

- dla napięcia bazowego od 110 kV do 300 kV:

Zakres napięcia	Czas pracy
1,118 pu – 1,15 pu	60 minut

- dla napięcia bazowego od 300 kV do 400 kV:

Zakres napięcia	Czas pracy
1,05pu – 1,10 pu	60 minut

Artykuł 16 ust. 2 lit. a) pkt (ii) – warunki napięciowe i częstotliwościowe

W przypadku wystąpienia jednoczesnego przepięcia i spadku częstotliwości lub jednoczesnego przepięcia i wzrostu częstotliwości wymagany czasy pracy będzie czasem krótszym, wynikającym rozdzielnie z wymagań częstotliwościowych i napięciowych.

Artykuł 16 ust. 2 lit. c) – zabezpieczenia napięciowe

Jeżeli właściwy OS, w porozumieniu z OSP postanowi o dopuszczeniu, ze względów systemowych, do stosowania zabezpieczeń, wówczas wartości progowe napięć w punkcie przyłączenia, przy których może nastąpić automatyczne odłączenie obiektu powinny być skorelowane z wartościami granicznymi zdefiniowanymi dla nastaw podnapięciowych i nadnapięciowych (na podstawie art. 16 ust. 2 lit. a) pkt (i)) dla PGM przyłączonych do sieci 110 kV i wyżej oraz określonymi przez właściwego OS dla PGM przyłączonych do sieci o napięciu niższym niż 110 kV, tj.:

- nastawa zabezpieczeń podnapięciowych powinna być niższa niż minimalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci;
- nastawa zabezpieczeń nadnapięciowych powinna być wyższa niż maksymalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci.

Zabezpieczenia podnapięciowe w punkcie przyłączenia nie powinny być aktywne, o ile nie są wykorzystywane do przygotowania PGM do obrony/odbudowy KSE np. poprzez wyprzedzające przejście do PPW. Nie powinny być wykorzystywane do ochrony PGM przed uszkodzeniami – temu służą zabezpieczenia instalowane bezpośrednio na urządzeniu, o których mowa w art. 14 ust.5 lit. b) pkt (iii). Ustawienia dla automatycznego odłączania PGM są ustalane indywidualnie jako nastawy specyficzne dla obiektu.

Artykuł 16 ust. 3 lit. a) pkt (i) – FRT dla zwarć symetrycznych

PGM może odłączyć się od sieci podczas zwarcia w przypadku, gdy napięcie międzyfazowe w punkcie przyłączenia obniży się poniżej wymaganego profilu pozostawania w pracy podczas zwarcia, a wartość napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarciem przekroczy:

- wartość określoną w art. 16 ust. 2 lit. a) (dla sieci 110 kV i powyżej);
- wartość dopuszczalną określoną we właściwych regulacjach prawnych (dla sieci poniżej 110 kV);

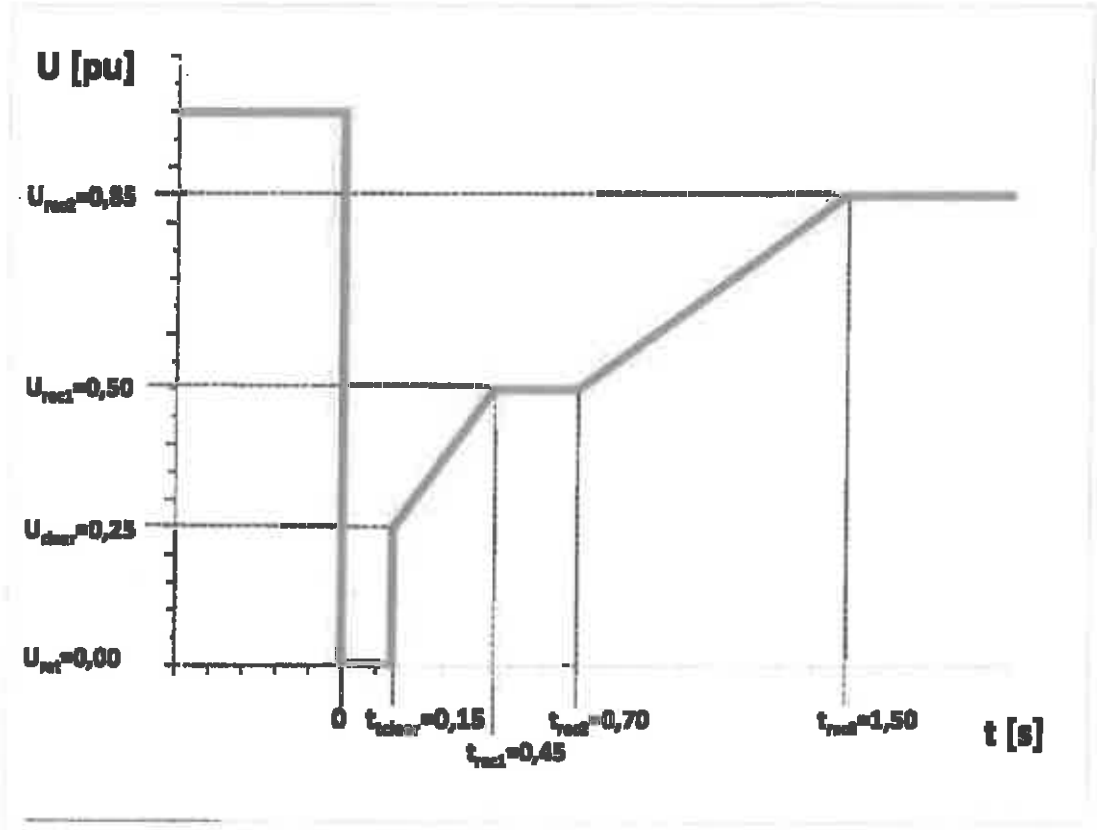
- Synchroniczne PGM typu D muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,00	tclear:	0,15
Uclear:	0,25	trec1:	0,45
Urec1:	0,50	trec2:	0,70
Urec2:	0,85	trec3:	1,50

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania

energii.

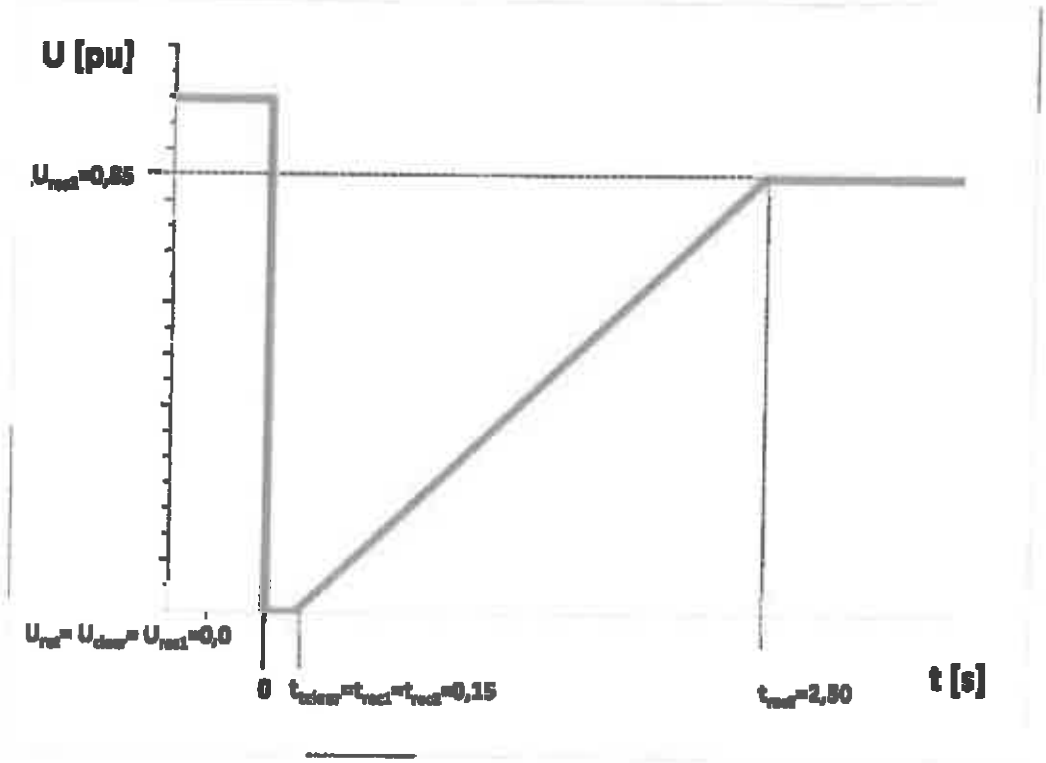


- **PPM typu D muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku:**

Parametry w zakresie zdolności modułów parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,00	tclear:	0,15
Uclear:	0,00	trec1:	0,15
Urec1:	0,00	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,5

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułów parku energii.



Artykuł 16 ust. 3 lit. c) – FRT dla zwarć niesymetrycznych

Wymogi dla pozostawania w pracy podczas zwarć niesymetrycznych odnoszą się do przebiegu napięcia międzyfazowego o najmniejszej amplitudzie.

Moduł wytwarzania energii może odłączyć się od sieci podczas zwarcia niesymetrycznego w przypadku, gdy co najmniej jedno z napięć międzyfazowych w punkcie przyłączenia obniży się poniżej krzywej przedstawionej na odpowiednim rysunku poniżej, a wartość napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarciem przekroczy:

- wartość określoną w art. 16 ust. 2 lit. a) (dla sieci 110 kV i powyżej);
- wartość dopuszczalną określoną we właściwych regulacjach prawnych(dla sieci poniżej 110 kV)

- Synchroniczne PGM typu D muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

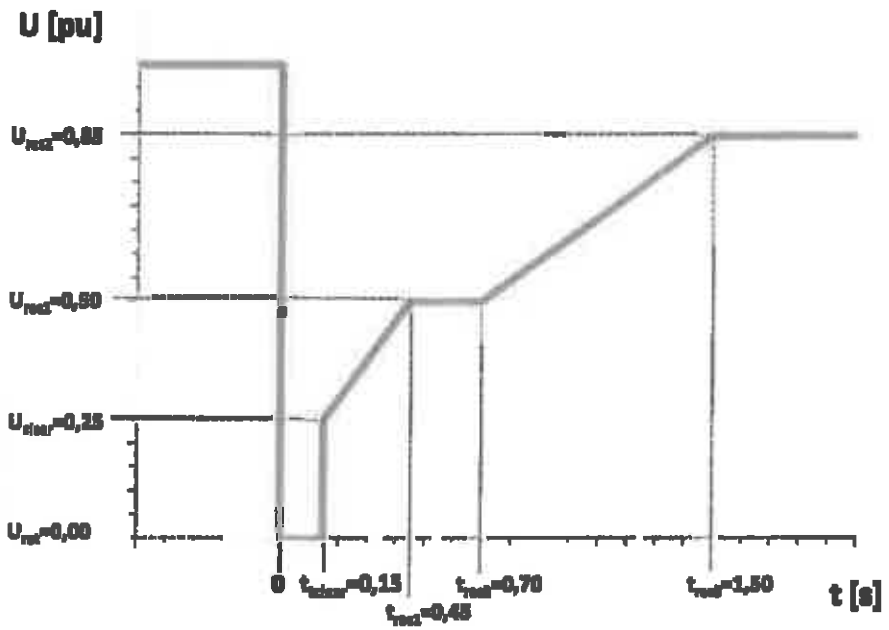
Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,00	tclear:	0,15

Strona 21 z 33

Wymogi ogólnego stosowania

Uclear:	0,25	trec1:	0,45
Urec1:	0,50	trec2:	0,70
Urec2:	0,85	trec3:	1,50

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania energii.

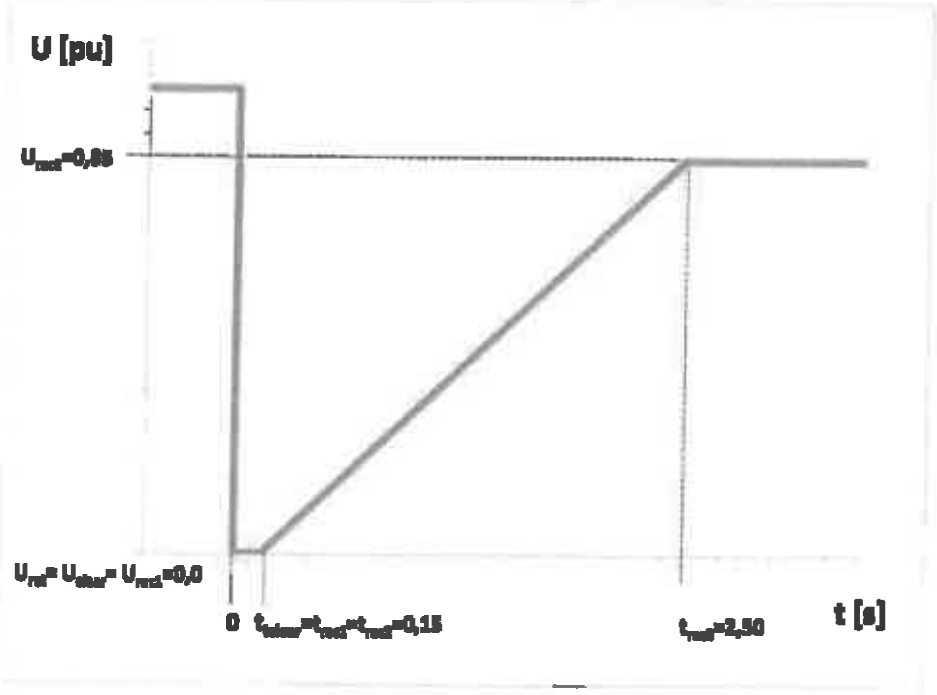


- **PPM typu D muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia opisane w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku:**

Parametry w zakresie zdolności modułów parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,00	tclear:	0,15
Uclear:	0,00	trec1:	0,15
Urec1:	0,00	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,5

Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułów parku energii.



Artykuł 16 ust. 4 lit. d) – warunki synchronizacji

O ile właściwy OS z właścicielem zakładu wytwarzania nie uzgodnili inaczej, określa się następujące wymogi dotyczące synchronizacji z siecią:

(i) napięcie, przy czym uzgodniona różnica napięć powinna być w zakresie od 0% do +5% napięcia sieci;

(ii) częstotliwość, przy czym uzgodniona różnica częstotliwości nie powinna być większa niż 0,067 Hz;

(iii) zakres kąta fazowego, przy czym uzgodniona różnica kąta fazowego powinna być w zakresie od 0° do +10°, przy czym znak „+"oznacza wyprzedzenie fazy generatora względem sieci;

(iv) kolejność faz (sprawdzenie kolejności faz przed synchronizacją);

(v) odchylenia napięcia i częstotliwości – synchronizacja powinna być możliwa w zakresie częstotliwości sieci wynikających z zapisów Art. 13 ust. 1 lit. a) oraz w zakresie napięć:

- zdefiniowanych w art. 16.2.a.(i) (dla PGM przyłączonych do sieci 110 kV i wyżej),
- określonych przez właściwego OS (dla PGM przyłączonych do sieci o napięciu niższym niż 110 kV).

Artykuł 17 ust. 2 lit. a) – moc bierna

Jeżeli właściwy OS nie określi inaczej, synchroniczny moduł wytwarzania energii, przy generowanej maksymalnej mocy czynnej musi mieć zdolność do zapewnienia (na zaciskach urządzenia) mocy biernej ze współczynnikiem mocy w zakresie cosφ=0,85 w kierunku produkcji mocy biernej i cosφ=0,95 w kierunku poboru mocy biernej. Przy generowanej mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej (P<Pmax), synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do generacji mocy biernej (Mvar) w zakresie wynikającym z wykresu kołowego zdolności P-Q synchronicznego modułu wytwarzania energii.

Artykuł 17 ust. 3 – odbudowa mocy czynnej po zwarciu

Pozakłóceniowe odtworzenie mocy czynnej przez synchroniczny moduł PGM powinno nastąpić bez zbędnej zwłoki, zgodnie z naturalnymi właściwościami maszyny synchronicznej.

W przypadku stosowania automatyki szybkiego zaworowania (z ang. *fast valving*), pozakłóceniowe odtworzenia mocy czynnej może odbywać się z inną charakterystyką niż wynikająca z naturalnych właściwości synchronicznego modułu PGM, uzgodnioną z właściwym OS w porozumieniu z OSP.

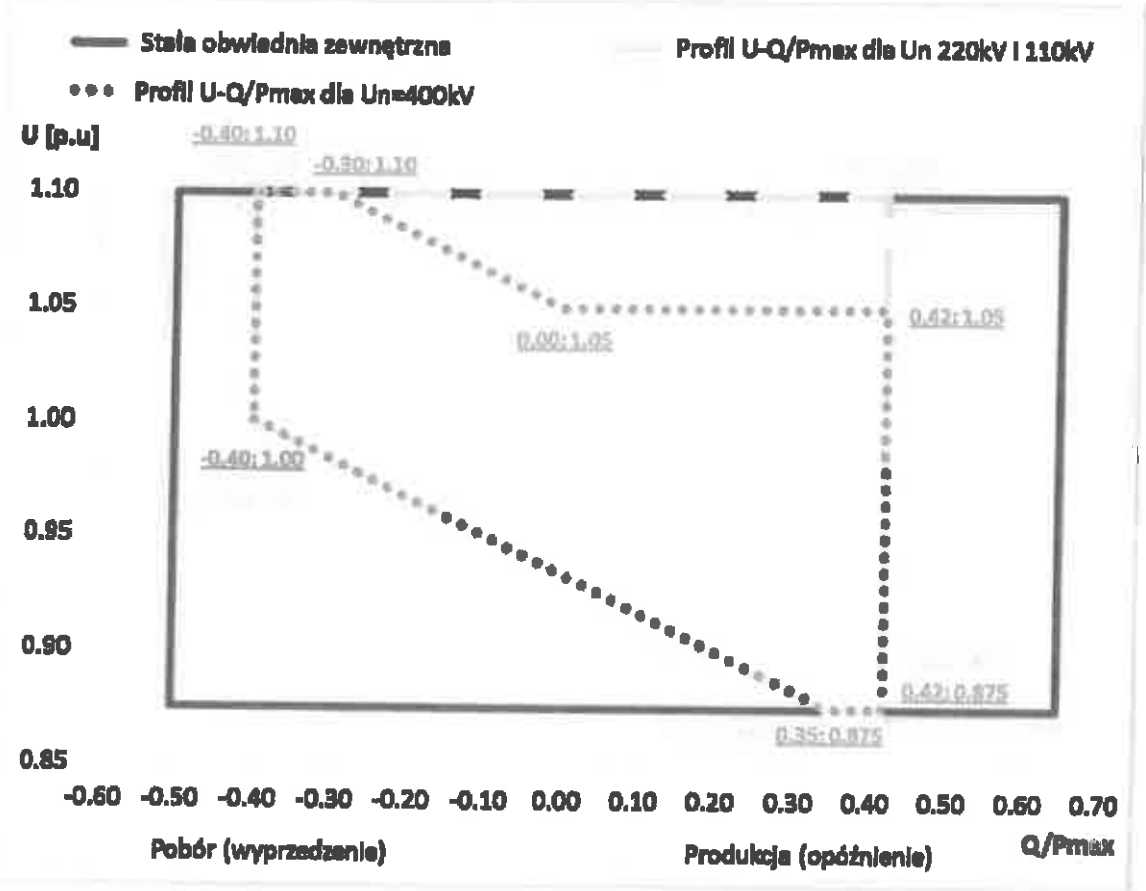
Artykuł 18 ust. 2 lit. b) pkt (i),(ii),(iii) – moc bierna

Zdolność synchronicznego modułu wytwarzania energii typu D przyłączonego do sieci 110 kV i powyżej, do generacji mocy biernej, przy mocy maksymalnej zdefiniowano w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry obwiedni wewnętrznej

Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
400 kV	0,82	0,225
220 kV i 110 kV	0,82	0,225

Profil U-Q/Pmax synchronicznego modułu wytwarzania energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej zostały osobno zaznaczone dla napięcia sieci 400 kV (czerwoną linia kropkowaną) oraz dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV (pomarańczową linią kreskowaną). Właściwy OS ma prawo do modyfikacji przedstawionego zakresu profilu U-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w rozporządzeniu) w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

Jeżeli właściwy OS nie określi inaczej, synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, przy generowanej maksymalnej mocy czynnej musi mieć zdolność do zapewnienia (na zaciskach urządzenia) mocy biernej ze współczynnikiem mocy w zakresie cosφ=0,85 w kierunku produkcji mocy biernej i cosφ=0,95 w kierunku poboru mocy biernej.

Artykuł 18 ust. 2 lit. b) pkt (iv) – prędkość zmian mocy biernej

Synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy zadanego przez właściwego OS w granicach profilu U-Q/Pmax w czasie do 150 sekund.

Czas regulacji jest ustalany indywidualnie w przypadku, gdy zmiana punktu pracy wymusza zmianę stanu pracy statycznych środków do kompensacji mocy biernej lub zmianę przekładni transformatora sieciowego synchronicznego modułu wytwarzania , jeśli takowy występuje.

Powyższy wymóg określa maksymalną zdolność i nie wyklucza wolniejszej aktywacji mocy biernej, jeśli wynika to z właściwości nadrzędnego układu regulacji napięcia lub innych uwarunkowań sieciowych.

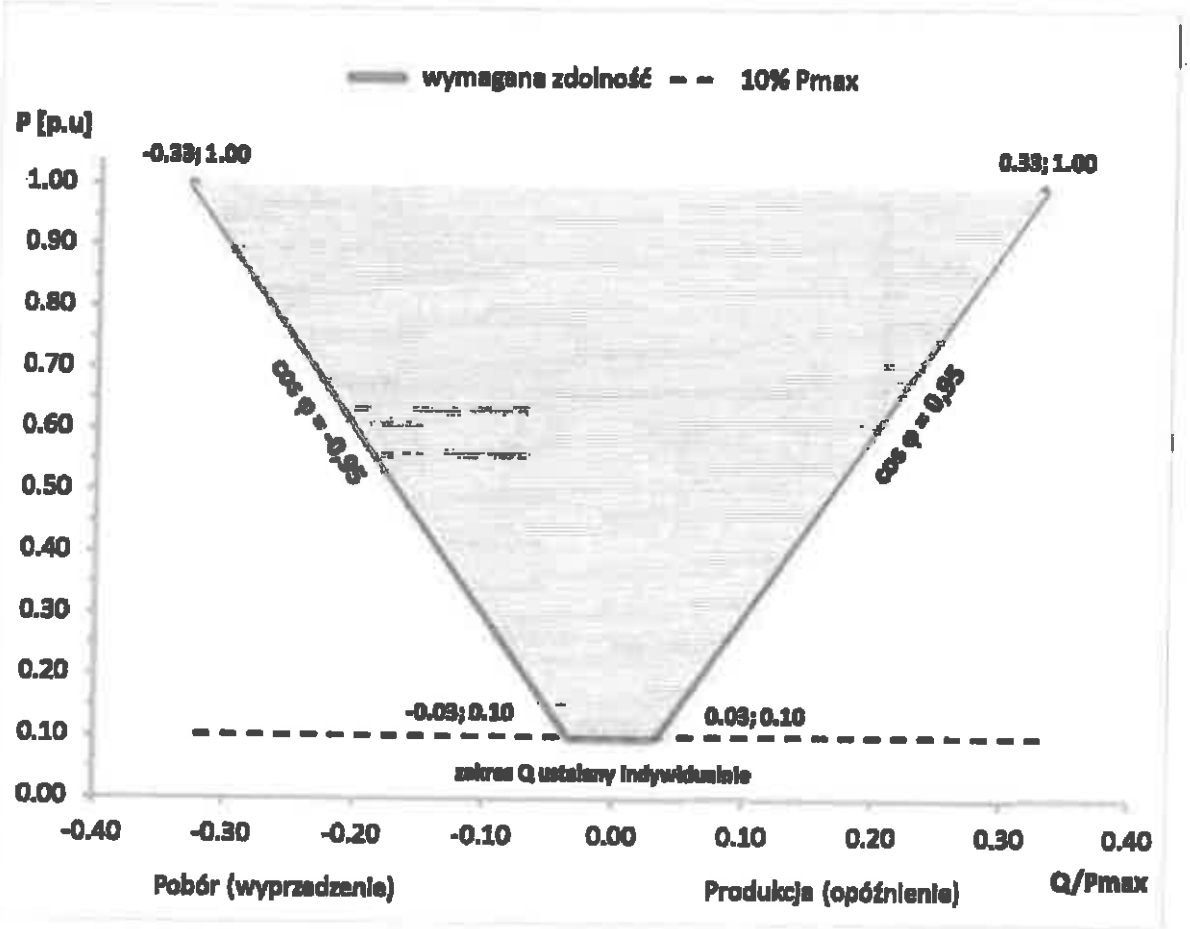
Artykuł 19 ust. 2 lit. b) pkt (v) – PSS

Celem zapewnienia stabilnej pracy systemu wszystkie synchroniczne moduły PGM typu D o mocy maksymalnej równej i powyżej 20 MW muszą być wyposażone w funkcję PSS (tłumienia oscylacji mocy).

Artykuł 20 ust. 2 lit. a) – moc bierna

Jeżeli właściwy OS nie postanowi inaczej, PPM typu B musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, przy mocy maksymalnej, mocy biernej wynikającej z cosφ=0,95 w kierunku poboru i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej mocy maksymalnej do 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, jednak nie mniej niż wynika to z cosφ=0,95 (dla aktualnej mocy czynnej), zarówno w kierunku poboru jak i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, przy czym szczegółowe wymagania dla modułu wytwarzania energii do generacji mocy biernej będą ustalane indywidualnie z właściwym OS.

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii typu B



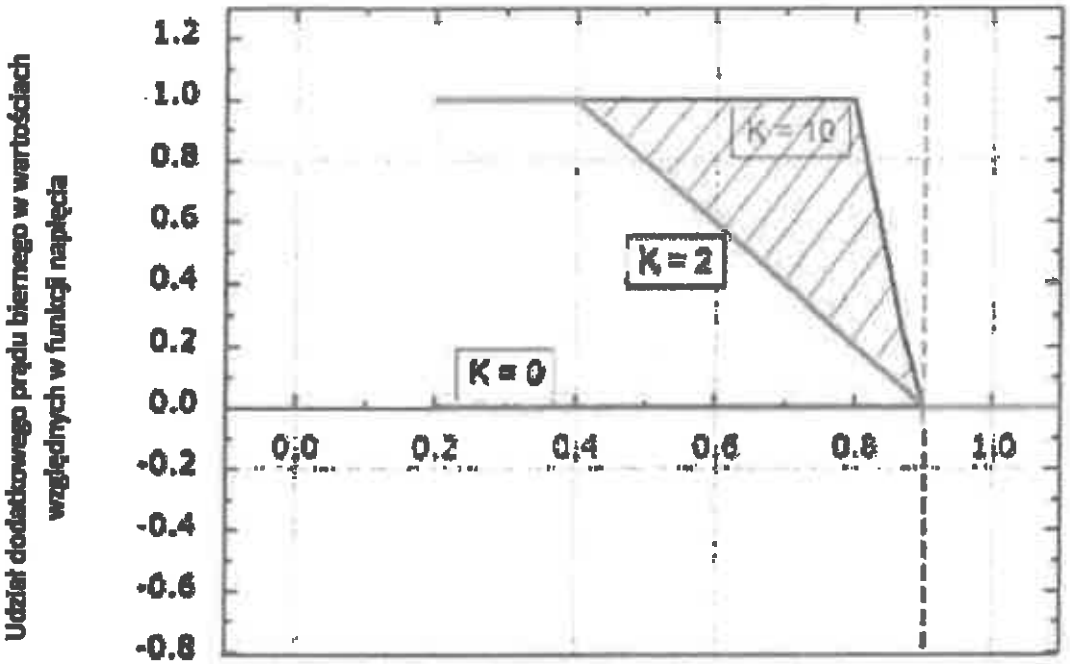
Artykuł 20 ust. 2 lit. b) - szybki prąd zwarciowy (zwarcia symetryczne)

O ile właściwy OS w porozumieniu z OSP nie postanowi inaczej, PPM powinien być zdolny do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego, zgodnie z poniższą charakterystyką statyczną z nastawialną wartością współczynnika K w zakresie 2-10 w czasie:

(i) 90% dodatkowego prądu biernego na zaciskach podstawowych instalacji wytwórczych w czasie nie dłuższym niż 60 ms.

(ii) Wartość docelowa tego prądu powinna być osiągnięta z dokładnością -10%/+20% w czasie 100 ms od chwili wystąpienia odchyłki napięcia.

Przy zwarciach skutkujących zapadem napięcia poniżej 0,2 Un na zaciskach podstawowej jednostki wytwórczej dopuszcza się brak generacji dodatkowego prądu biernego.



Artykuł 20 ust. 2 lit. c) - szybki prąd zwarciowy (zwarcia niesymetryczne)

O ile właściwy OS w porozumieniu z OSP nie postanowi inaczej, moduł parku energii powinien być zdolny do generacji szybkiego prądu zwarciowego podczas zwarć niesymetrycznych w fazach objętych obniżką napięcia. Przedmiotowa zdolność ma być zapewniona przy spełnieniu wymagań w zakresie parametrów statycznych i dynamicznych jak dla zwarć symetrycznych oraz uwzględnieniu ograniczeń wynikających z niesymetrycznego obciążenia podstawowej instalacji wytwórczej.

Artykuł 20 ust. 3 lit. a) – odbudowa mocy czynnej po zwarciu

W odniesieniu do pozakłóceniowego odtwarzania mocy czynnej, PPM mają spełniać następujące wymogi:

(i) Pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej rozpoczyna się, gdy napięcie pozakłóceniowe zostanie odtworzone do wartości nie mniejszej niż 90% Un na podstawowej instalacji wytwórczej wchodzącej w skład PPM.
(ii) Maksymalny czas na pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej (czasy liczone od usunięcia zwarcia): 5 sekund.
(iii) Wielkość odtworzonej mocy czynnej: 90% mocy przedzakłóceniowej, o ile dostępne jest źródło energii pierwotnej.
(iv) Dokładność odtworzenia mocy czynnej, rozumiana jako uchyb ustalony: 10%
(v) Nie dopuszcza się występowania nietłumionych oscylacji po odbudowie mocy czynnej.

Artykuł 21 ust. 2 lit. a) – Inercja syntetyczna

Nie wymaga się stosowania inercji syntetycznej, a tym samym nie definiuje ich parametrów eksploatacyjnych.

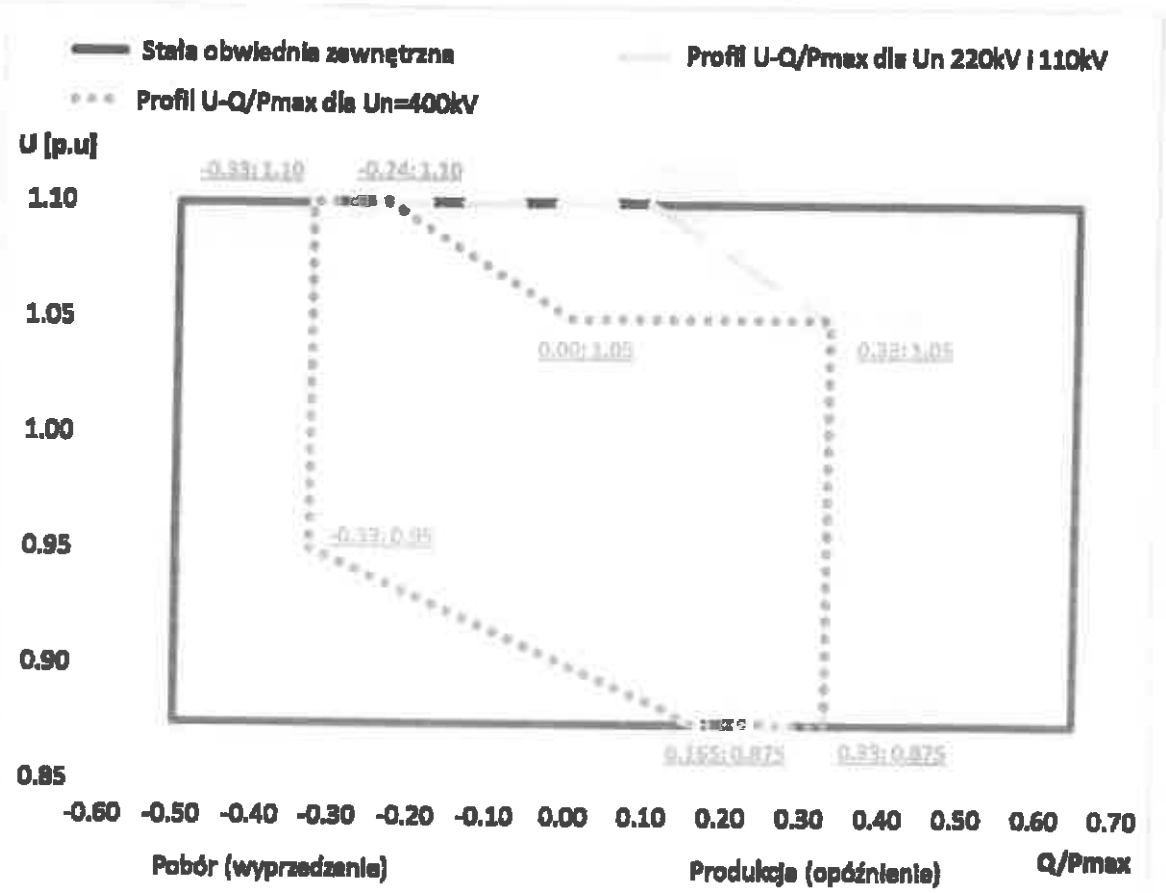
Artykuł 21 ust. 3 lit. b) pkt (i) – moc bierna przy mocy maksymalnej

Zdolność PPM typu D przyłączonego do sieci 110 kV i powyżej, do generacji mocy biernej, przy mocy maksymalnej zdefiniowano w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry obwiedni wewnętrznej

Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
400 kV	0,66	0,225
220 kV i 110 kV	0,66	0,225

Profil U-Q/Pmax modułu parku energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu,

w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej zostały osobno zaznaczone dla napięcia sieci 400 kV (czerwoną linia kropkowaną) oraz dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV (pomarańczową linią kreskowaną). Właściwy OS może zmodyfikować przedstawiony zakres profilu U-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w rozporządzeniu) w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

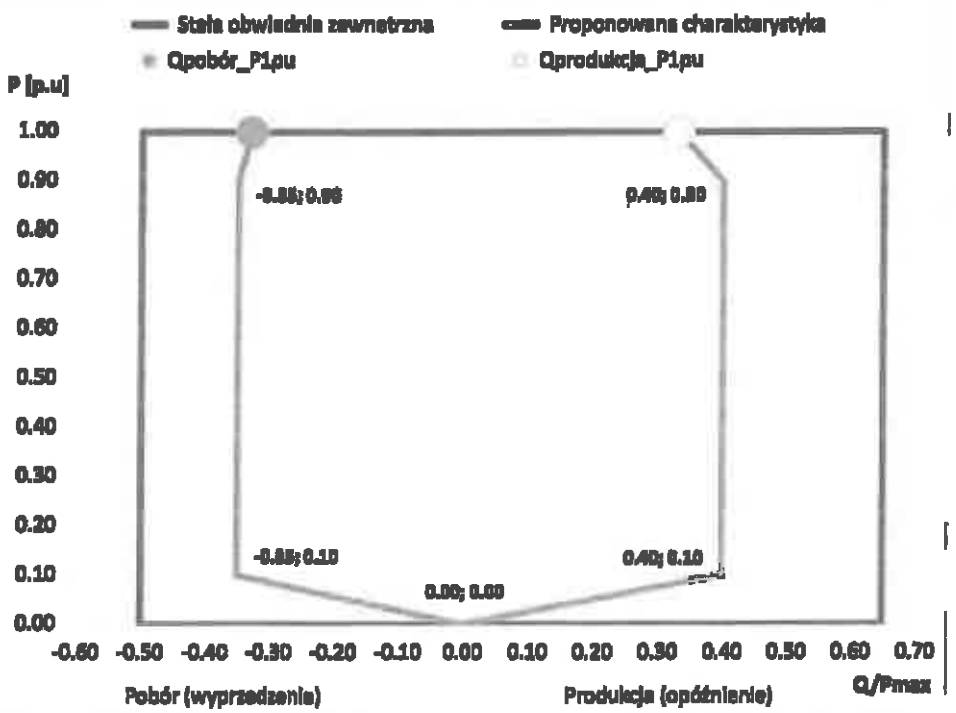
Jeżeli właściwy OS nie postanowi inaczej, wówczas PPM typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, przy mocy maksymalnej, mocy biernej wynikającej z cos φ =0,95 w kierunku poboru i produkcji mocy biernej.

Artykuł 21 ust. 3 lit. c) pkt (i) – moc bierna poniżej mocy maksymalnej

Wymagana zdolność PPM do generacji mocy biernej poniżej mocy maksymalnej została zdefiniowana poniżej:

Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax
400 kV	0,75
220 kV i 110 kV	0,75

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii

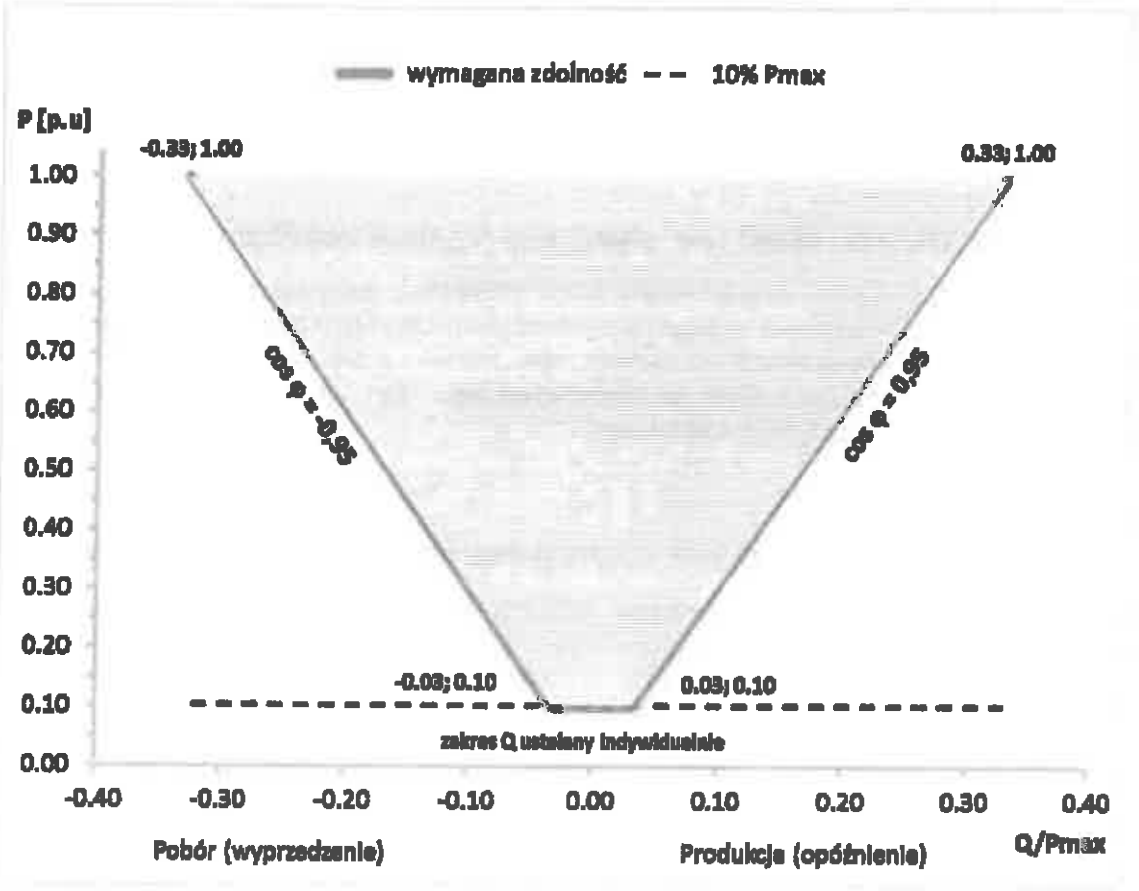


Na wykresie przedstawiono granice profilu P-Q/Pmax w punkcie przyłączenia, wyrażone jako stosunek jego rzeczywistej mocy czynnej do mocy maksymalnej w jednostkach względnych (pu), względem stosunku mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Właściwy OS może zmodyfikować

przedstawiony zakresu profilu P-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w NC RfG), w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

Jeżeli właściwy OS nie postanowi inaczej, PPM typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, w zakresie poniżej mocy maksymalnej do 0,1 mocy maksymalnej całej dostępnej mocy biernej, zgodnie z możliwościami technicznymi, jednak nie mniej niż wynika to z cos φ =0,95 (dla aktualnej mocy czynnej), zarówno w kierunku poboru jak i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej 0,1 Pmax należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, przy czym szczegółowe wymagania dla modułu wytwarzania energii do generacji mocy biernej będą ustalane indywidualnie z właściwym OS.

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii typu C lub D przyłączonego do sieci poniżej 110 kV



Artykuł 21 ust. 3 lit. c) pkt (iv) – prędkość regulacji mocy biernej

Moduł parku energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy w granicach profilu P- Q/Pmax, zdefiniowanego na podstawie art. 21 ust. 3 lit. c) pkt (i) w czasie do 150 s., o ile dla danego trybu regulacji, zgodnie z wymogami określonymi na podstawie art. 21 ust. 3 lit. d) nie określono inaczej.

W przypadku zastosowania statycznych środków do regulacji mocy biernej dopuszcza się dłuższy czas regulacji przejściu między skrajnymi wartościami mocy biernej (ale nie dłuższy niż 15 min). Dłuższy czas regulacji zostanie ustalony pomiędzy właściwym OS a właścicielem zakładu wytwarzania.

Jeżeli przejście pomiędzy dwoma punktami pracy PGM wymaga zmiany położenia przekładni podobciążeniowego przełącznika zaczepów transformatora PGM to wskazany czas należy wydłużyć o czas regulacji położenia przełącznika zaczepów.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d) pkt (iv) – dynamika aktywacji mocy biernej w funkcji napięcia

PPM muszą spełniać następujące dodatkowe wymogi dotyczące stabilnego poziomu napięcia:

- Przy pracy w trybie regulacji napięcia (zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną, parametryzowaną indywidualnie w zakresie wynikającym z art. 21 ust. 3 lit. d) pkt (ii), (iii)), w następstwie skokowej zmiany napięcia moduł parku energii musi mieć zdolność do osiągnięcia 90% zmiany generowanej mocy biernej w czasie nie dłuższym niż t_1=5 sekund, i musi osiągnąć wartość określoną przez zbocze w czasie nie dłuższym niż t_2=60 sekund.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d) pkt (vi) – dynamika regulacji współczynnika mocy

Przy pracy w trybie regulacji współczynnika mocy, dokładność osiągnięcia docelowej wartości współczynnika mocy w następstwie nagłej zmiany generowanej mocy czynnej jest wyrażona za pomocą tolerancji dotyczącej odpowiadającej tej zmianie mocy biernej i powinna być nie większa niż 5% maksymalnej mocy biernej lub 5 MVAr (w zależności od tego, która z tych wartości jest mniejsza) i osiągnięta w czasie nie dłuższym niż 150 sekund.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d) pkt (vii) – tryby pracy układów regulacji mocy biernej

Celem wyboru trybu regulacji mocy biernej oraz określenia związanych z nimi nastaw należy zapewnić właściwemu OS możliwość zdalnego wyboru jednego z trzech trybów regulacji oraz zadawanie punktu pracy, o ile właściwy OS nie postanowi inaczej w porozumieniu z właścicielem modułu parku energii.

Artykuł 21 ust. 3 lit. e) – priorytet wkładu mocy czynnej lub biernej

W trakcie zwarć, przy których wymagana jest zdolność do pozostania w pracy, pierwszeństwo w generacji ma moc bierna.

Artykuł 21 ust. 3 lit. f) – tłumienie oscylacji

Nie wymaga się od PPM zdolności do przyczyniania się do tłumienia oscylacji mocy.

Artykuł 25 ust. 1 – warunki napięciowe

Morski moduł parku energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach napięcia sieciowego w punkcie przyłączenia, wyrażanego za pomocą stosunku napięcia w punkcie przyłączenia do napięcia referencyjnego 1-pu i w okresach określonych w poniższej tabeli:

Zakres napięcia	Czas pracy
1,118 pu – 1,15 pu (*)	60 minut
1,05 pu – 1,10 pu (**)	60 minut

(*) Dotyczy sieci o napięciu bazowym poniżej 300 kV.
(**) Dotyczy sieci o napięciu bazowym od 300 kV do 400 kV.