P/24/079506	Gdańsk	[data złożenia kwalifikowanego podpisu elektronicznego przez ostatniego przedstawiciela Energa-Operator S.A.]
Numer	Miejscowość	Data

Aktualizacja nr 1
WARUNKI PRZYŁĄCZENIA
DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ENERGA–OPERATOR S.A.

Informacja: wykaz skrótów użytych w treści dokumentu opisano w punkcie 23

1. Przyłączany obiekt[1]: **Moduł wytwarzania energii typu D wraz z Magazynem energii elektrycznej – Moduł parku energii**

   Nazwa: **Farma Fotowoltaiczna wraz z Magazyn energii elektrycznej – Zagórzyca (zwana dalej PV+ME Zagórzyca)**

   Adres (Nr działki)[2]: **Instalacja PV - gm. Damnica, obręb Zagórzyca dz. 235/7, 10/1**

   Instalacja ME - gm. Damnica, obręb Zagórzyca dz. 235/7

2. Grupa przyłączeniowa: **II**

3. Moc przyłączeniowa

   przy poborze energii z sieci: **24 240 kW**

   Moc przyłączeniowa

   przy wprowadzaniu energii do sieci: **50 000 kW**

3.1. Dopuszczalna moc wprowadzana

   do sieci przez Farmę Fotowoltaiczną: **50 000 kW**

3.2. Dopuszczalna moc oddawana

   do sieci przez Magazyn Energii: **24 240 kW**

   Moc maksymalna:

   (Farma Fotowoltaiczna): **50 000 kW**

   Moc maksymalna:

   (Magazyn Energii):

   przy ładowaniu: **24 240 kW**

   przy rozładowaniu: **24 240 kW**

   Moc zainstalowana elektryczna:

   Farmy Fotowoltaicznej: **60 003,24 kW**

   Magazynu energii elektrycznej: **24 240 kW**

   Moc potrzeb własnych: **630 kW**
   (odbiorcza)

   Pojemność nominalna Magazynu

   energii elektrycznej: **96 960 kWh**

[1] Zmiana charakteru obiektu z PV+ME na źródło wytwórcze będzie wymagać złożenia nowego wniosku o określenie Warunków Przyłączenia.

[2] EOP nie wyrazi zgody na zmianę przez Podmiot Przyłączany lokalizacji PV+ME poza obszar wskazany w pkt. 1 niniejszych Warunków Przyłączenia – taka zmiana będzie wymagać złożenia nowego wniosku o określenie Warunków Przyłączenia.

Sprawność Magazynu energii

elektrycznej: **94 %**

4. Miejsce przyłączenia: **most szynowy 110 kV w GPZ Wieszyno**

5. Miejsce dostarczenia energii elektrycznej:

zaciski prądowe odłącznika liniowego od strony abonenckiej linii kablowej 110 kV w polu linii PV+ME Zagórzyca, na terenie stacji GPZ Wieszyno; głowice kablowe wraz z urządzeniami ochrony przeciwprzepięciowej będą własnością Podmiotu Przyłączanego i będą przez niego eksploatowane; podstawowy i rezerwowy układ pomiarowy będą własnością EOP

6. Rodzaj połączenia z siecią: **napowietrzne poprzez aparaturę pola liniowego 110 kV**

7. Zakres prac niezbędnych do realizacji przyłączenia oraz wymagania w zakresie wyposażenia niezbędnego do współpracy z siecią:

7.1. Urządzenia i sieć WN:

Biorąc pod uwagę wyniki ekspertyzy wpływu na KSE, możliwość poboru i oddawania do sieci pełnej mocy z PV+ME pojawi się nie wcześniej niż po zrealizowaniu inwestycji sieciowych zaplanowanych w planach rozwojowych EOP na lata 2023 – 2028, planie rozwoju systemu przesyłowego na lata 2023 – 2032 oraz innych inwestycji przyjętych w założeniach do wykonania ww. ekspertyzy, równoważnych z punktu widzenia możliwości poboru i oddawania mocy.

Na podstawie zapisów art. 2. ust 5. rozporządzenia komisji (UE) 2017/2196 z dnia 27 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (zwany dalej NC ER), przyłączany obiekt zostaje zidentyfikowany jako SGU istotny w planach obrony systemu i w planach odbudowy.

Po zawarciu umowy o przyłączenie w terminie w niej określonym Wnioskodawca przedstawi Energa-Operator S.A. analizę potwierdzającą zdolność techniczną danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej (przy wyprowadzeniu energii elektrycznej do sieci) określonej w warunkach przyłączenia.

Wnioskodawca jest zobowiązany do zapewniania, aby moc danego obiektu oddawana do sieci nie przekraczała mocy przyłączeniowej. W tym celu Wnioskodawca zrealizuje budowę automatyki ograniczającej łączną maksymalną moc oddawaną do sieci z danego obiektu, do poziomu łącznej mocy przyłączeniowej. Na etapie projektowana i uzgadniania szczegółów współpracy ruchowej danego obiektu, Wnioskodawca uzgodni z Energa-Operator S.A. zasady pracy ww. automatyki.

Wnioskodawca, w ramach testów sprawdzających, przeprowadzi testy potwierdzające zdolność techniczną danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, w zakresie uzgodnionym przez Energa-Operator S.A.

Wnioskodawca akceptuje zastrzeżenie, że Energa-Operator S.A. przysługuje prawo do odmowy przyłączenia do sieci albo prawo do odłączenia od sieci danego obiektu, w przypadku braku zdolności technicznych danego obiektu do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej lub braku zapewnienia ich skutecznego wykorzystania.

PSE S.A. i Energa-Operator S.A. zastrzegają, a Wnioskodawca akceptuje zastrzeżenie, że w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, niezależnie od uprawnienia o którym mowa powyżej, PSE S.A. i Energa-Operator S.A. po przyłączeniu danego obiektu, będą uprawnieni do wydania polecenia ograniczenia mocy oddawanej do sieci przez dany obiekt, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz Wnioskodawcy.

1. **Energa-Operator S.A. zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że Energa-Operator S.A., po przyłączeniu obiektu (PV+ME Zagórzyca) będzie uprawniona do wstrzymania lub ograniczenia wyprowadzenia z niego mocy w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego w tym niespełnienia kryterium n-1, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz Podmiotu Przyłączanego.**

2. **Podmiot przyłączany jest zobowiązany do zapewnienia, aby łączna moc wprowadzana do sieci nie przekraczała mocy przyłączeniowej określonej w warunkach przyłączenia. W przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, EOP może ograniczyć wyprowadzanie mocy, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym rekompensat. Odpowiednie postanowienia w tym zakresie będą ujęte w umowie o przyłączenie i umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.**

3. **Energa-Operator S.A. zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że PSE S.A. (za pośrednictwem Energa-Operator S.A.) będą uprawnione do wydawania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej lub pobieranej przez PV+ME Zagórzyca, łącznie z całkowitym jego wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania (ORN), w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez PSE S.A. wytwarzania energii elektrycznej w ilości:**

i. przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię (w przypadku pracy PV+ME Zagórzyca w trybie rozładowywania) lub

ii. niewystarczającej do zaspokojenia zapotrzebowania na tę energię (w przypadku pracy PV+ME Zagórzyca w trybie ładowania).

W takim przypadku PSE S.A. i Energa-Operator S.A. nie ponoszą odpowiedzialności z tego tytułu, w tym nie wypłacają z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 („rekompensata") na rzecz Podmiotu Przyłączanego, w zakresie mocy PV+ME Zagórzyca, dla której jednocześnie spełnione są następujące warunki: (i) moc nie jest objęta ofertą na energię bilansującą w ramach rynku bilansującego (RB), oraz (ii) moc nie jest objęta umowami sprzedaży energii elektrycznej (USE).

Uznaje się, że moc PV+ME Zagórzyca, której dotyczy polecenie PSE S.A. (wydane za pośrednictwem Energa-Operator S.A.) zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej albo pobieranej, nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego PV+ME Zagórzyca odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB. W przypadku gdy polecenie PSE S.A. dotyczy PV+ME Zagórzyca i innych obiektów bilansowanych przez POB tego PV+ME Zagórzyca i wielkość niezbilansowania POB odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB nie pokrywa sumy mocy, których dotyczą polecenia PSE S.A. odpowiednio zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej albo pobieranej, to moc nieobjęta USE dla PV+ME Zagórzyca i pozostałych obiektów jest wyznaczana do wielkości niezbilansowania POB, proporcjonalnie do mocy poleceń PSE S.A. dla poszczególnych obiektów, chyba że Podmiot Przyłączany przekaże inny niż proporcjonalny współczynnik udziału, który wraz ze współczynnikami potwierdzonymi przez POB, przekazanymi przez Podmiot Przyłączany, dotyczącymi użytkowników pozostałych obiektów, o których mowa powyżej, będą sumować się do jedności.

4. **Energa-Operator S.A. zastrzega, a Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że PSE S.A. (za pośrednictwem Energa-Operator S.A.) i Energa-Operator S.A. po przyłączeniu PV+ME Zagórzyca, do czasu rozbudowy sieci przesyłowej w zakresie zgodnym z Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej lub do czasu rozbudowy sieci dystrybucyjnej w zakresie zgodnym z Planem Rozwoju Sieci Dystrybucyjnej, będzie uprawniony do wydawania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej lub pobieranej przez PV+ME Zagórzyca, łącznie z całkowitym jego wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania (ORN), w celu uniknięcia prognozowanego przez PSE S.A. zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma wprowadzanie lub pobieranie energii elektrycznej przez PV+ME Zagórzyca w warunkach braku rozbudowy sieci zgodnej z ww. planem, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty z tego tytułu rekompensaty przez PSE S.A. i Energa-Operator S.A. na rzecz Podmiotu Przyłączanego.**

5. **Podmiot Przyłączany akceptuje zastrzeżenie, że w przypadku, o którym mowa w pkt 3) i 4), gdy nie dojdzie do zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej lub pobieranej przez PV+ME Zagórzyca albo całkowitego wyłączenia PV+ME Zagórzyca, niezależnie od przyczyny, pomimo wydania polecenia przez PSE S.A. (wydanego za pośrednictwem Energa-Operator S.A.), Podmiot Przyłączany zapłaci na rzecz PSE S.A. w terminie 14 dni od daty wezwania:**
   a) **w przypadku, o którym mowa w pkt 3) – koszty wyznaczone dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie PSE S.A. (wydane za pośrednictwem Energa-Operator S.A.), jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia PSE S.A. (wydanego za pośrednictwem Energa-Operator S.A.), oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania w rozumieniu obowiązujących warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, s. 24), (dalej: WDB);**
   b) **w przypadku, o którym mowa w pkt 4) – koszty wyznaczone dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie PSE S.A. (wydane za pośrednictwem Energa-Operator S.A.), jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia PSE S.A. oraz dodatniej wartości ceny wyznaczonej jako różnica:**
      - **wartości najwyższej ceny, wg której jest rozliczona energia bilansująca planowana dostarczona na RB w danym ORN,**
      - **wartości najniższej ceny, wg której jest rozliczona energia bilansująca planowana odebrana z RB w danym ORN,**

      w rozumieniu obowiązujących WDB.

7.2. Stacja transformatorowa WN/SN (zakres EOP):

a. **W zakresie Przyłącza:**

Przebudować rozdzielnię 110 kV w stacji Wieszyno w zakresie niezbędnym do przyłączenia PV+ME Zagórzyca:

- **uzupełnić i dostosować w niezbędnym zakresie elementy nastawni, potrzeb własnych, automatyki i zabezpieczeń oraz telemechaniki,**

b. **W zakresie Rozbudowy Sieci:**

- **w razie konieczności przystosować stacje GPZ Słupsk Hubalczyków, GPZ Darżyno do zwiększonych przepływów mocy.**

7.3. Urządzenia SN i nn (zakres EOP):

-

7.4. Automatyka EAZ (zakres EOP):

a. **Pole liniowe dla PV+ME Zagórzyca w stacji Wieszyno wyposażyć w cyfrowe zabezpieczenia podstawowe – odcinkowe (różnicowe) oraz zabezpieczenia rezerwowe – odległościowe z pracą współbieżną oraz ziemnozwarciowe.**
b. **Zrealizować pracę współbieżną zabezpieczeń w relacji GPZ Wieszyno – PV+ME Zagórzyca.**
c. **Dostosować instalację zabezpieczenia szyn zbiorczych 110 kV w stacji Wieszyno, w związku z budową nowego pola liniowego dla PV+ME Zagórzyca.**
d. **Zbiorcze sygnały obwodów Al., zakłóceń Up, awaryjnych wyłączeń Aw wprowadzić do istniejącej sygnalizacji ogólnej GPZ Wieszyno.**
e. **Automatyka zabezpieczeniowa powinna spełniać wymagania określone w IRiESD.**
f. **Szczegóły w zakresie automatyki EAZ zostaną określone w wytycznych programowych rozbudowy rozdzielni 110 kV opracowanych przez EOP na etapie zawartej umowy o przyłączenie.**
g. **Zmiany nastaw oraz konfiguracji elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podlegającej koordynacji należy uzgodnić z PSE S.A. w Bydgoszczy za pośrednictwem Energa-Operator S.A.**

7.5. Telemechanika i Łączność (zakres EOP):

a. **Dostosować sterownik obiektowy w stacji Wieszyno w związku z budową dodatkowego sterownika polowego dla potrzeb przyłączenia PV+ME Zagórzyca.**
b. **W stacji Wieszyno zainstalować urządzenia końcowe umożliwiające transmisję danych.**
c. **Transmisję danych od stacji Wieszyno do siedziby EOP zrealizować drogą światłowodową.**
d. **Przewidzieć możliwość awaryjnego wyłączenia i ograniczenia oddawania energii do sieci PV+ME Zagórzyca przez CDM i RDM w Koszalinie oraz monitoring PV+ME Zagórzyca obejmujący: odwzorowanie stanu położenia łączników przed i za transformatorem 110 kV/SN, pomiar wymiany mocy czynnej, biernej, napięć, prądów, współczynnika mocy cos φ oraz poziom nasłonecznienia (zakres prac dotyczy obszaru znajdującego się poza terenem PV+ME Zagórzyca).**
e. **Zrealizować wszystkie funkcje monitoringu w systemie telekomunikacyjnym kompatybilnym z systemem EOP (zakres prac dotyczy obszaru znajdującego się poza terenem PV+ME Zagórzyca),**
f. **Węzeł TAN w stacji Wieszyno należy doposażyć w dwa serwery terminali 16-portowe w szafie SUT w celu odebrania łączy do SCADA i pomiarów licznikowych z PV+ME Zagórzyca.**
g. **Do przesyłania sygnałów dla potrzeb układów i urządzeń EAZ, należy zastosować redundantne, niezależne łącza telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ.**

Szczegóły w zakresie telemechaniki i łączności zostaną określone w wytycznych programowych dotyczących rozbudowy rozdzielni 110 kV opracowanych przez EOP na etapie zawartej umowy o przyłączenie.

7.6. Wyposażenie urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędne do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane. **<u>Podmiot przyłączany własnym kosztem i staraniem</u>**:

a. **Zrealizuje GPO PV+ME w układzie wg potrzeb. Przyłączoną sieć należy wykonać zgodnie z obowiązującymi przepisami. Szczegóły dotyczące schematu stacji, ilości pól i wyposażenia po stronie 110 kV zostaną uzgodnione na etapie założeń do projektu wykonawczego. Należy przewidzieć pracę transformatora 110 kV/SN z uziemionym lub izolowanym punktem gwiazdowym. Transformator 110 kV/SN powinien być wyposażony w podobciążeniowy przełącznik zaczepów współpracujący z automatyką regulacji napięcia PV+ME,**
b. **Z pola liniowego 110 kV w stacji Wieszyno, przeznaczonego do przyłączenia PV+ME, wybuduje linię kablową 110 kV do GPO PV+ME o typie, długości i przekroju dostosowanym do potrzeb,**
c. **Zrealizuje powiązania transformatora 110 kV/SN z poszczególnymi sekcjami PV+ME, poprzez wybudowanie linii SN w ilości wg potrzeb,**
d. **Wyposaży wyłącznik 110 kV w polu transformatora 110 kV/SN GPO PV+ME w układ sterowania umożliwiający zdalne wyłączenie z systemu dyspozytorskiego EOP w CDM oraz w RDM w EOP Oddział w Koszalinie,**
e. **Spełni wymagania określone w IRiESD oraz IRiESP w zakresie automatyki zabezpieczeniowej. Szczegółowe wymagania w tym zakresie należy uzgodnić w EOP Oddział w Koszalinie oraz w Wydziale Eksploatacji Automatyki Zabezpieczeniowej PSE S.A. w Bydgoszczy za pośrednictwem Energa-Operator S.A. na etapie opracowywania projektu wykonawczego. Komplet uzgodnionych nastawień zabezpieczeń należy przekazać do PSE S.A. w Bydgoszczy.**
f. **W abonenckiej stacji transformatorowej 110 kV/SN (GPO) po stronie SN zainstaluje rezerwujące zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe z odpowiednim stopniowaniem czasowym,**
g. **Łączność (telekomunikacja):**
    - **Zrealizuje łącze światłowodowe od GPO PV+ME do stacji Wieszyno, jako podstawową drogę transmisyjną (odpowiedzialność utrzymania łącza po stronie Podmiotu Przyłączanego).**
    - **Standardem sygnałów przyłączanych jest RS-232/485.**
    - **W przypadku koniecznej realizacji rezerwowej drogi transmisyjnej dla potrzeb telemechaniki należy wykorzystać pakietową transmisję danych poprzez APN generacja.energa.pl. Karty SIM przeznaczone do transmisji danych w systemie DATA są dostarczane przez EOP na osobny wniosek Inwestora.**

- **Światłowód należy zakończyć w pom. łączności w szafie ODF. Należy zastosować szufladę zapasów patchcordów. Zapas kabla światłowodowego należy zlokalizować w naściennej szafce zapasów.**
- **Dla konieczności realizacji transmisji sygnałów Inwestor zastosuje urządzenie transmisyjne o max. wysokości 1U. Miejscem montażu urządzenia określa się szafę SUT w pomieszczeniu łączności w GPZ Wieszyno, bezpośrednio pod istniejącymi serwerami portów szeregowych.**
- **Instalowana infrastruktura będąca własnością Inwestora, musi być opisana w sposób jednoznaczny i trwały, umożliwiający identyfikację jej właściciela.**
- **Należy określić zapotrzebowanie w moc elektryczną [kW] dla planowanego urządzenia teletransmisyjnego.**
- **Zainstaluje urządzenia końcowe o max. wysokości 1U, umożliwiające transmisję danych on-line do systemu SCADA w RDM w Koszalinie oraz do CDM. Zakres przesyłanych danych powinien być zgodny z zapisami IRiESD oraz IRiESP. Szczegóły należy uzgodnić z EOP Oddział w Koszalinie oraz z CDM.**
- **Zapewni przesył danych pomiarowych on-line do systemów dyspozytorskich SCADA zgodnie z zapisami zawartymi w IRiESP. Sposób transmisji, telegram danych pomiarowych i danych on-line o stanie obiektu należy uzgodnić EOP na etapie projektu wykonawczego GPO PV+ME.**
- **Zrealizuje funkcje monitoringu w zakresie przewidzianym w IRiESD i IRiESP w systemie telekomunikacyjnym kompatybilnym z systemem EOP.**
- **Sposób transmisji, telegram danych pomiarowych i danych on-line o stanie obiektu należy uzgodnić z EOP na etapie projektu wykonawczego.**
- **Na powyższe należy opracować projekt wykonawczy i przedłożyć do uzgodnienia w Wydziale Zarządzania Eksploatacją – wstępne uzgodnienie można zrealizować drogą elektroniczną. Po pozytywnym zaopiniowaniu projektu przez Wydział Zarządzania Eksploatacją należy dokumentację wykonawczą w wersji papierowej (2 egz.) przekazać do Wydziału Dokumentacji Energetycznej w celu ostatecznego uzgodnienia. Do prac montażowych na Stacji 110 kV Wieszyno, Inwestor będzie mógł przystąpić po obustronnym podpisaniu umowy dzierżawy majątku EOP.**
- **Zapewni spełnienie przez przyłączany obiekt wymagań w zakresie telekomunikacji określonych w NC ER.**
- **Wymiana danych on-line między Podmiotem Przyłączanym, a PSE S.A. będzie zrealizowana na zasadzie retransmisji do PSE S.A. danych pozyskanych przez Energa-Operator S.A. z wykorzystaniem powiązania międzyoperatorskiego (OSD-OSP) działającego w protokole ICCP.**

h. **Telemechanika:**
   - **Zrealizuje i umożliwi sterowanie aparaturą łączeniową PV+ME przez OSD wraz z odwzorowaniem stanu położenia łączników 110 kV w systemie SCADA. Szczegóły zostaną uzgodnione na etapie projektu wykonawczego.**
   - **Zapewni możliwość awaryjnego wyłączenia PV+ME przez CDM i RDM w Koszalinie oraz monitoring PV+ME obejmujący: odwzorowanie stanu położenia łączników przed i za transformatorem 110 kV/SN, pomiar wymiany mocy czynnej i biernej, napięć, prądów, cos φ oraz poziom nasłonecznienia.**
   - **Zainstaluje urządzenia umożliwiające CDM sterowanie i regulację z systemu dyspozytorskiego pozwalające na ograniczanie mocy oddawanej do sieci przez PV+ME (szczegóły zostaną ustalone na etapie wykonywania projektu), oraz na zadawanie innych parametrów regulacyjnych zgodnie z IRIESD oraz IRIESP.**

i. **Dostosuje układ regulacji mocy czynnej do możliwości czasowego ograniczenia przez OSD mocy PV+ME. Ograniczenie mocy powinno być zadawane zdalnie z poziomu OSD poprzez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy PV+ME oraz możliwość regulacji współczynnikiem mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia.**
j. **Umożliwi sterowanie współczynnikiem mocy cos φ, mocą bierną oraz napięciem w sposób zgodny z możliwościami technicznymi PV+ME w przedziale określonym w umowie oraz poza tym zakresem w przypadku potrzeb KSE na polecenie dyspozytora CDM lub ODM.**
k. **Przewidzi miejsce na zainstalowanie odpowiednich filtrów w przypadku niespełniania wymagań dotyczących jakości energii elektrycznej (stwierdzonych w czasie wykonywania pomiarów po odbiorze technicznym).**
l. **Zapewni ochronę przeciwprzepięciową abonenckiej linii kablowej WN-110kV (głowice kablowe wraz z ochroną przeciwprzepięciową w stacji Wieszyno będą własnością i w eksploatacji Podmiotu Przyłączanego).**
m. **Umożliwi PV+ME możliwie dużą produkcję w ramach ograniczeń technicznych, mocy czynnej i biernej podczas zakłóceń w systemie. Szczegóły realizacji wymagania zostaną uzgodnione na etapie realizacji projektu PV+ME.**
n. **Usunie ewentualne kolizje istniejącej sieci elektroenergetycznej z projektowaną instalacją przyłączaną.**
o. **W przypadku planowania instalacji paneli fotowoltaicznych w pobliżu istniejących i/lub projektowanych sieci/obiektów elektroenergetycznych stanowiących własność Energa-Operator S.A. dopuszcza się pozostawienie tych sieci/obiektów elektroenergetycznych w istniejącym miejscu, jeżeli inwestor elektrowni fotowoltaicznej zapewni pas techniczny, umożliwiający prace eksploatacyjne i modernizacyjne (możliwość dojazdu samochodu, koparki, dźwigu, itp. do istniejących słupów/obiektów) bez konieczności ingerencji w zabudowane na działce panele fotowoltaiczne i konstrukcje, na których będą one posadowione. W przypadku zbliżenia instalacji PV+ME do istniejącej i/lub projektowanej sieci/obiektów może wystąpić konieczność usunięcia kolizji poprzez skablowanie lub przesunięcie linii/obiektu poza obszar zabudowy**

paneli fotowoltaicznych. Projekt zagospodarowania terenu dla instalacji fotowoltaicznej, której elementy będą znajdować się w odległości poziomej liczonej od skrajnego przewodu/kabla mniejszej niż:

1) **3 m – dla linii o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 1 kV;**
2) **5 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, lecz nieprzekraczającym 15 kV;**
3) **10 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 15 kV, lecz nieprzekraczającym 30 kV;**
4) **15 m – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 30 kV, lecz nieprzekraczającym 110 kV;**
5) **3 m – dla linii kablowych;**

należy uzgodnić z EOP Oddział w Olsztynie w Wydziale Dokumentacji Energetycznej.

p. **W przypadku planowania instalacji obiektu w pobliżu istniejących lub planowanych do wybudowania linii najwyższych napięć (220 kV lub 400 kV), jego lokalizacja powinna zostać uzgodniona przez podmiot ubiegający się o jej przyłączenie do sieci dystrybucyjnej z PSE S.A. w Bydgoszczy.**

q. **Wyposaży obiekt wg wymagań określonych w pozostałych punktach niniejszych warunków przyłączenia.**

r. **Zapewni spełnienie przez przyłączany obiekt i urządzenia z nim współpracujące oraz sterujące, wymagań określonych w NC ER.**

7.7. Zabezpieczenie sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy:

a. **Przyłączona PV+ME nie może wprowadzać do sieci Energa-Operator S.A. zakłóceń większych od dopuszczalnych.**

b. **W razie konieczności przyłączoną PV+ME należy wyposażyć w filtry wyższych harmonicznych i inne odpowiednie urządzenia ochronne.**

8. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej:

8.1. **Współczynnik mocy biernej PV+ME mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy oddawaniu do sieci energii czynnej nie może przekroczyć tg φ ≤±0,35 (kwadrant II i III).**

8.2. **Współczynnik mocy biernej PV+ME mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy poborze energii czynnej nie może przekroczyć tg φ<0,4 dla charakteru indukcyjnego – niedokompensowanie (kwadrant I) i tg φ=0 dla charakteru pojemnościowego – przekompensowanie (kwadrant IV) (zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru).**

8.3. **Oczekiwany poziom współczynnika mocy biernej PV+ME mierzony w miejscu dostarczenia energii elektrycznej przy oddawaniu energii/poborze energii czynnej tg φ powinien dążyć do 0.**

8.4. **Rozliczanie energii biernej odbywać się będzie w oparciu o aktualnie obowiązującą taryfę oraz na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.**

8.5. **Wymagany zakres regulacyjności współczynnika mocy PV+ME cos φ w miejscu dostarczenia energii elektrycznej wynosi ±0,95 dla pełnego zakresu mocy czynnej PV+ME. Wymaga się zdalnej tj. z poziomu operatora systemu dystrybucyjnego dowolnej zmiany punktu pracy PV+ME w ramach określonego wyżej zakresu regulacyjności lub pracy z określonym, stałym współczynnikiem mocy. Powyższy zakres regulacji należy uwzględnić w IWR.**

9. Wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego, systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz analizatora jakości energii elektrycznej:

9.1. Miejsce zainstalowania:

EOP zainstaluje dwa równoważne, pośrednie, 3-systemowe układy pomiarowe (podstawowy i rezerwowy) w polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Wieszyno w kierunku stacji GPO PV+ME Zagórzyca. Układy pomiarowe będą na majątku i w eksploatacji EOP. Układ pomiarowo-rozliczeniowy musi być zgodny z zapisami ROZPORZĄDZENIA MINISTRA KLIMATU i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.

EOP zainstaluje analizator jakości energii elektrycznej w polu liniowym 110 kV w stacji GPZ Wieszyno w kierunku stacji GPO PV+ME Zagórzyca. Analizator będzie na majątku i w eksploatacji EOP. Analizator musi spełniać wymagania techniczno-funkcjonalne zgodnie z zapisami ROZPORZĄDZENIA MINISTRA KLIMATU i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.

Podmiot przyłączony, własnym kosztem i staraniem zaprojektuje oraz zainstaluje dodatkowy układ pomiarowy na potrzeby pomiaru energii pobranej/wprowadzonej przez magazyn energii. Układ ten musi być zgodny z wymaganiami opisanymi w ROZPORZĄDZENIU MINISTRA KLIMATU i ŚRODOWISKA z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.

9.2. Rodzaj i prąd znamionowy oraz miejsce usytuowania zabezpieczenia przedlicznikowego / głównego: **nie dotyczy**.

9.3. Sposób pomiaru: **pośredni**.

9.4. Liczniki:

a. **klasa dokładności:**

- **liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej. Licznik energii elektrycznej i moduł komunikacyjny w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym dostarczy i zainstaluje EOP Oddział w Koszalinie.**

b. **funkcjonalność liczników:**

- **liczniki energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym winny umożliwiać dwukierunkowy pomiar energii czynnej i czterokwadrantowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia,**
- **liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 1 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,**
- **powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.**

c. **lokalizacja liczników:**
- szafa pomiarowa w pomieszczeniu nastawni

9.5. Przystosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych:

a. układy transmisji danych pomiarowych powinny zapewniać standard protokołu transmisji umożliwiający zdalny odczyt danych pomiarowych do Lokalnego Sytemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSD,
b. układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej powinien umożliwiać transmisję danych pomiarowych automatycznie – „on line" za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
c. liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych,
d. liczniki energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych należy połączyć w sieć za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników, umożliwiającą transmisję danych przez dwie niezależne drogi transmisji (światłowód, 3G/4G). Moduł komunikacyjny 3G/4G dla podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego wraz z kartą SIM zostanie dostarczony i zainstalowany przez EOP Oddział w Koszalinie.

9.6. Wymagania dodatkowe:

a. wzorcowane przekładniki napięciowe i prądowe w każdej z trzech faz winny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 dla przekładników napięciowych i klasie 0,2s dla przekładników prądowych,
b. przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej i przyłączeniowej mieścił się w granicach 1-120% prądu znamionowego,
c. przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25% a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń /rdzeni przekładników.
d. w przypadku wystąpienia konieczności dociążenia uzwojenia lub rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania,
e. do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających,
f. układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać pomiar napięcia i prądu w każdej z faz za pomocą liczników trójsystemowych. W układach pośrednich pomiar powinien być realizowany poprzez jednofazowe przekładniki prądowe i napięciowe w układzie „Y",
g. współczynnik bezpieczeństwa przekładników prądowych FS powinien być ≤ 5,
h. wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej muszą być przystosowane do oplombowania,
i. układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz elementy transmisji danych powinny posiadać podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
j. szczegóły w zakresie urządzeń układów pomiarowo-rozliczeniowych, jak i projekt układu pomiarowo-rozliczeniowego należy uzgodnić w Wydziale Pomiarów Specjalistycznych w EOP w Oddziale w Koszalinie.

10. Dane dotyczące sieci oraz parametry w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej:

10.1. Dotyczy sieci o napięciu 110 kV w **GPZ Wieszyno**

a.	Napięcie znamionowe sieci:	**110**	[kV]	
b.	Prąd zwarcia doziemnego 1-faz:	**10710**	[A]	
c.	Prąd zwarcia 3-faz:	**14600**	[A]	
d.	Moc zwarciowa na szynach 110 kV	**2781**	[MVA]	(układ maksymalny)
e.	Czas trwania zwarcia	**0,6**	[s]	

Na etapie projektowania należy zaktualizować powyższe dane dotyczące sieci 110 kV. Rzeczywistą wartość mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia należy obliczyć na etapie projektowania przyłączenia PV+ME uwzględniając plany inwestycyjne Energa-Operator S.A.

10.2. Inne wymagania:

a. **w układzie GPO PV+ME zainstalować niezależny od zabezpieczeń inwerterów układ automatyki zabezpieczeniowej wyposażonej w funkcje: nad/podnapięciowe, nad/podczęstotliwościowe, od utraty połączenia z siecią, np. df/dt, nadprądowe kierunkowe, nadprądowe ziemnozwarciowe. Zastosować zabezpieczenia nadnapięciowe zerowe (Uo>) po stronie 110 kV abonenckiego transformatora 110 kV/SN,**
b. **ww. zabezpieczenia powinny powodować otwarcie wyłącznika sprzęgającego PV+ME z siecią elektroenergetyczną,**
c. **urządzenia automatyki zabezpieczeniowej należy zasilić z autonomicznego źródła napięcia (UPS lub bateria akumulatorów),**
d. **PV+ME powinien mieć możliwość oddawania energii do sieci przy napięciu, w miejscu przyłączenia, zawartym w zakresie od 105 kV do 123 kV.**

11. Dane znamionowe oraz dopuszczalne graniczne parametry pracy PV+ME zgodne z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia, o którego przyłączenie ubiega się Wnioskodawca:

Dane techniczne PV	Napięcie znam. [kV]	Moc znam. [kW]	Prąd rozruchowy [A]	Ilość sztuk
Panel fotowoltaiczny TSM-DEG19C.20 535 Wp (Trinasolar)	**0,0375**	**0,535**	**-**	**14 110**
Panel fotowoltaiczny TSM-DEG19C.20 540 Wp (Trinasolar)	**0,0377**	**0,540**	**-**	**17 594**
Panel fotowoltaiczny TSM-DEG19C.20 545 Wp (Trinasolar)	**0,0379**	**0,545**	**-**	**78 814**
Panel fotowoltaiczny TSM-DEG19C.20 550 Wp (Trinasolar)	**0,0375**	**0,55**		**18 181**
Falownik SG250 HX-30 (Sungrow)	**0,5÷1,5**	**250**	**-**	**214**
Falownik SG250 HX (Sungrow)	**0,5÷1,5**	**250**	**-**	**119**

Dane techniczne ME		Parametr	Jednostka
1.	**Technologia wykorzystywana do magazynowania energii elektrycznej**	**akumulatory litowo-jonowe**	**-**
2.	**Ilość jednostek z których składa się Magazyn energii elektrycznej**	**25**	**szt.**
3.	**Moc znamionowa jednostki**	**0,9696**	**kW**
4.	**Moc zainstalowana w trybie ładowania / rozładowania**	**24 240**	**kW**
5.	**Moc osiągalna w trybie ładowania / rozładowania**	**24 240**	**kW**
6.	**Moc dyspozycyjna w trybie ładowania / rozładowania**	**24 240**	**kW**
7.	**Maksymalna moc ładowania / rozładowania**	**24 240**	**kW**
8.	**Regulacja częstotliwości FSM**	**TAK**	**-**
9.	**Redukcja mocy w funkcji częstotliwości LFSM-O/LFSM-U**	**TAK**	**-**
10.	**Regulacja współczynnika mocy**	**TAK**	**-**
11.	**Zdolność do odbudowy częstotliwości**	**TAK**	
12.	**Regulacja mocy biernej**	**TAK**	**-**
13.	**Regulacja napięcia**	**TAK**	**-**
14.	**Regulacja współczynnika mocy przy ładowaniu**	**od -0,95 do 0,95**	**-**
15.	**Regulacja współczynnika mocy przy rozładowaniu**	**od -0,95 do 0,95**	**-**
16.	**Zdolność do pozostawania w pracy podczas zwarć symetrycznych/niesymetrycznych FRT**	**TAK**	**-**
17.	**Tłumienie oscylacji mocy**	**TAK**	**-**
18.	**Praca wyspowa**	**TAK**	**-**
19.	**Rozruch autonomiczny (samostart)**	**TAK**	**-**
20.	**Sprawność 1-krotnego rozładowania ME**	**94**	**%**
21.	**Pojemność ME**	**96 960**	**kWh**

Dopuszcza się zmianę parametrów PV+ME (w tym zasobników energii lub przekształtników) pod warunkiem uzgodnienia tej zmiany z EOP i przy założeniu, że moce przyłączeniowe PV+ME nie przekroczą określonych w pkt. 3 niniejszych warunków przyłączenia, a zastosowanie innych parametrów nie wpłynie negatywnie na możliwość spełnienia przez PV+ME wymagań wynikających z IRiESD i niniejszych warunków przyłączenia.

12. Wymagania techniczne dla PV+ME.

12.1. Wymagania podstawowe.

PV+ME przy oddawaniu energii elektrycznej do sieci jak i przy pobieraniu energii elektrycznej z sieci powinien spełniać warunki i wymagania:

a) określone w rozporządzeniach wydanych na podstawie art. 59 i 61 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 158/54), w tym wymogi określone w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z dnia 28 listopada 2017 r.) „NC ER" oraz w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej „SO GL" w tym dokumencie „Zakres wymiany

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

b) ustanowione na podstawie rozporządzeń opracowanych na podstawie art. 59 i 61 Rozporządzenia 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r.;

c) IRiESD i IRiESP w zakresie nieuregulowanym w dokumentach o których mowa w pkt. a. i b.;

d) powinien spełniać wymagania techniczne określone w Części III-ciej Załącznika 1 do Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r.;

e) na podstawie art. 2 ust. 5 NC ER, zostaje skalsyfikowany jako Znaczący Użytkownik Sieci (SGU);

f) w zakresie pełnienia roli SGU, powinien posiadać zdolność do: pracy wyspowej, rozruchu autonomicznego;

g) w ramach pkt 12.1 f) (pracy wyspowej) pełniący rolę SGU, powinien dysponować zdolnością do:
- **pracy w trybie LFSM-O i LFSM-U, w zakresie od wartości mocy synchronizacji do wartości mocy osiągalnej,**
- **aktywacji trybu pracy wyspowej zarówno w trybie automatycznym w funkcji odchyłki częstotliwości (z nastawą progu określaną przez OSP) oraz w manualnie na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego,**
- **udziału w pracy wyspowej zarówno w wyspach gdzie może on stanowić samodzielne źródło zasilania oraz w podsystemach gdzie będzie jednym z wielu źródeł zasilania,**

h) w ramach pkt 12.1 f) (rozruchu autonomicznego) pełniący rolę SGU, powinien dysponować zdolnością do:
- **wykonania rozruchu autonomicznego w czasie uzgodnionym z OSP,**
- **podania napięcia na element sieci do którego jest on przyłączony (będący w stanie bez napięcia),**
- **kompensacji mocy biernej nieobciążonych linii elektroenergetycznych łączących PV+ME Zagórzyca z uzgodnionym z OSP obiektem przyłączonym do systemu elektroenergetycznego, jeśli taka rola została uzgodniona z OSP,**
- **przyjmowania obciążenia w porcjach uzgodnionych z OSP,**
- **pracy w trybie LFSM-O, LFSM-U, FSM oraz w automatycznym trybie regulacji napięcia i mocy biernej,**

i) szczegółowe rozwiązania techniczne w zakresie pkt 12.1 g) i 12.1 h) należy uzgodnić z Wydziałem Obrony i Odbudowy Systemu KSE w Departamencie Zarządzania Systemem w PSE S.A. na etapie projektowania PV+ME Zagórzyca;

j) posiadacz PV+ME Zagórzyca, zgodnie z pkt 7.2.3) Części III-ciej Załącznika 1 do Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r. powinien uzgodnić z Wydziałem Obrony i Odbudowy Systemu KSE w Departamencie Zarządzania Systemem w PSE S.A. wartości nastaw progów przełączania, o których mowa w pkt 7.2.1) i 7.2.2) tego rozporządzenia.

12.2. Zdalne sterowanie PV+ME.

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zdolność do zmiany trybów i kryteriów regulacji PV+ME (on-line) w szczególności:

a) przełączania trybu pracy z trybu ładowania na tryb rozładowania oraz z trybu rozładowania na tryb ładowania,

b) zadawania mocy czynnej,

c) zadawania kryteriów i nastaw regulacji.

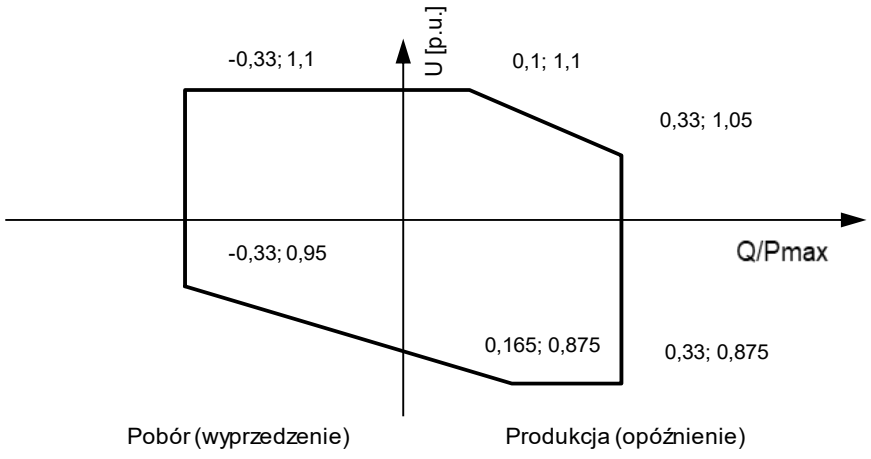
12.3. Regulacja mocy czynnej.

W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu OSD może polecić ograniczenie mocy oddawanej do sieci lub pobieranej z sieci oraz całkowite wyłączenie PV+ME. Wyłączenie nastąpi poprzez zdalne, z systemu telemechaniki OSD otwarcie wyłącznika 110 kV w polu liniowym 110 kV w stacji Wieszyno.

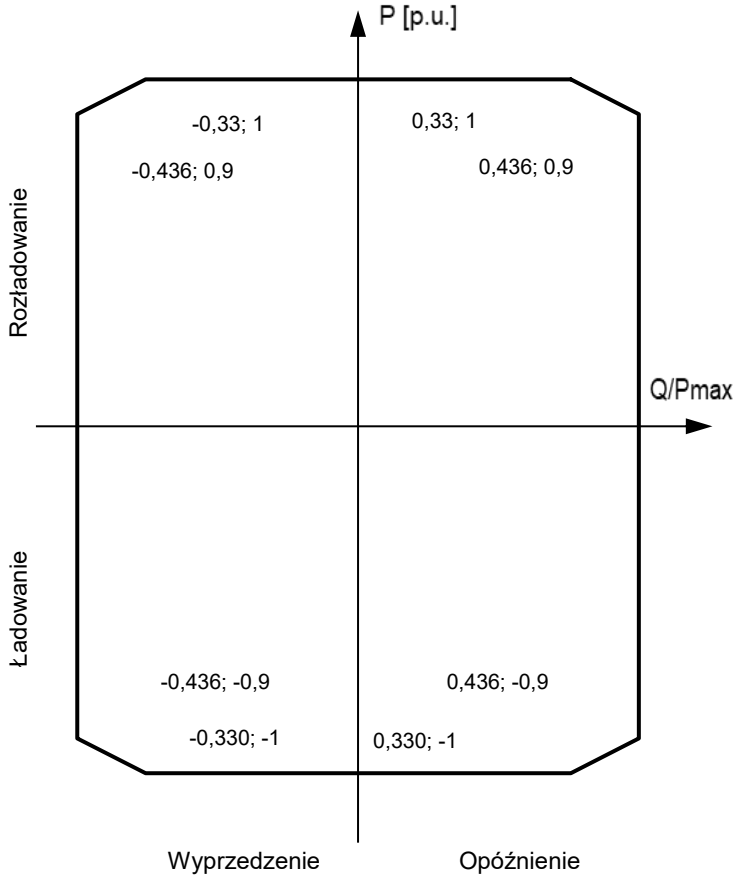
Wyłącznik 110 kV w polu transformatora 110 kV/SN w abonenckim GPO PV+ME powinien być wyposażony w układ sterowania umożliwiający zdalne wyłączenie z systemu dyspozytorskiego EOP w CDM oraz z RDM w Oddziale w Koszalinie.

12.4. Zdolność PV+ME do generacji i poboru mocy biernej.

Na Rys. 1 przedstawiono wymagane minimalne granice profilu U-Q/Pmax PV+ME dla napięcia w punkcie przyłączenia 110 kV, wyrażone jako stosunek rzeczywistej wartości napięcia referencyjnego 1 p.u., w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do do mocy maksymalnej (Pmax).



Na Rys. 2 przedstawiono wymagane minimalne granice profilu P-Q/Pmax PV+ME w punkcie przyłączenia, wyrażone jako stosunek jego rzeczywistej mocy czynnej do mocy maksymalnej w jednostkach względnych (p.u.), względem stosunku mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax).



W przypadku gdy PV+ME posiada zdolność do generacji i poboru mocy biernej w większym zakresie niż wymagane minimum określone na powyższym rysunku, należy udostępnić całą dostępną moc bierną poza wymaganym obszarem.

12.5. Regulacja PV+ME.

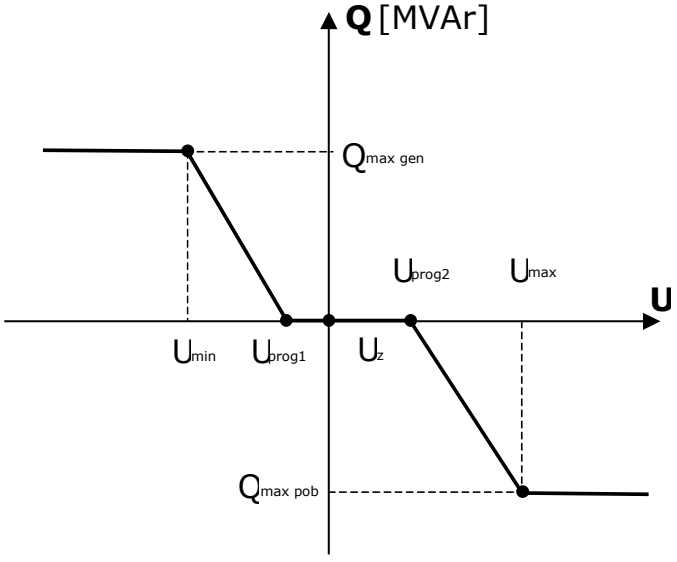
12.5.1. Regulacja napięcia i mocy biernej w trybie autonomicznym.

Regulator napięcia i mocy biernej PV+ME w trybie autonomicznym, powinien posiadać zdolność do niezależnej pracy w następujących kryteriach regulacji:

a) kryterium regulacji mocy biernej (w miejscu dostarczenia),

b) kryterium regulacji cos φ (w miejscu dostarczenia),

c) kryterium regulacji napięcia (w miejscu dostarczenia), zgodnie z zadaną charakterystyką statyczną (Rys. 3).



Legenda:

Symbol	Jednostka	Opis	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
$Q_{max\ pob}$	Mvar	Maksymalna dopuszczalna wartość poboru mocy biernej przez PV+ME, przy danym poziomie generacji mocy czynnej.	*nie dotyczy*
$Q_{max\ gen}$	Mvar	Maksymalna dopuszczalna wartość generacji mocy biernej przez PV+ME, przy danym poziomie generacji mocy czynnej.	*nie dotyczy*
U_{min}	kV	Minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PV+ME, przy której generowana jest maksymalna moc bierna.	(99÷122,98) kV
U_{max}	kV	Maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PV+ME, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna.	(110÷122,98) kV
U_{prog1}	kV	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PV+ME, poniżej którego generowana jest moc bierna.	(90÷122,98) kV
U_{prog2}	kV	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PV+ME, powyżej którego generowana jest moc bierna.	(110÷122,98) kV

Uwaga! Powyższą charakterystykę należy traktować jako poglądową, z możliwością parametryzacji w pełnym zakresie nastawczym parametrów ustawialnych wyspecyfikowanych w tabeli.

Parametryzacja charakterystyki odbywa się indywidualnie dla każdego przyłączonego PV+ME w zależności od wielkości PV+ME i miejsca jego przyłączenia w systemie elektroenergetycznym.
W przypadku gdy PV+ME nie pracuje, w miejscu przyłączenia, cos φ powinien być utrzymywany w zakresie określonym przez operatora systemu (domyślnie cos φ = 1).

12.5.2. Regulacja napięcia i mocy biernej w trybie skoordynowanym z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej w stacji elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.
Regulator napięcia i mocy biernej PV+ME powinien posiadać zdolność do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej.
W ramach zapewnienia zdolności do współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej należy zapewnić:

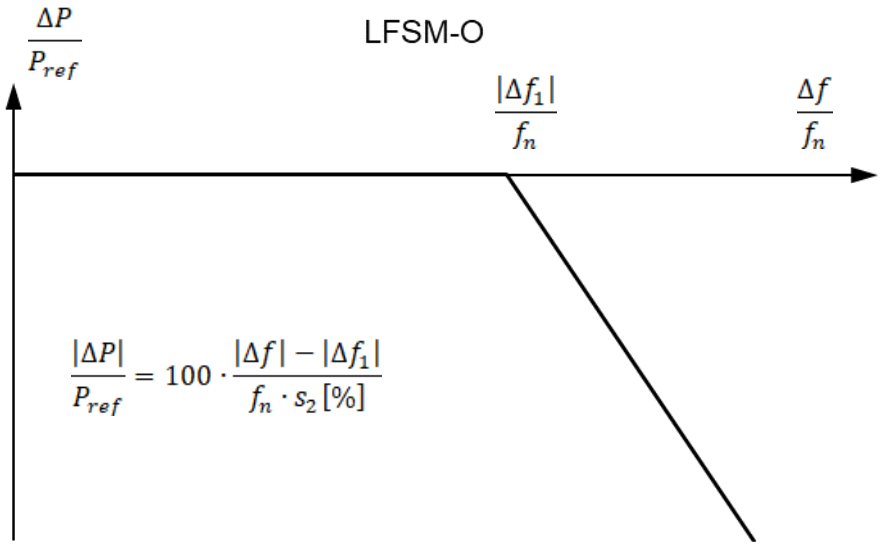
a) możliwość przyjmowania do realizacji przez regulator napięcia i mocy biernej PV+ME, wartości zadanych (np. napięcia, mocy biernej) i jej realizacji,
b) odpowiedni kanał komunikacyjny dedykowany do współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej.

Koncepcja i projekt pracy regulatora napięcia i mocy biernej PV+ME z nadrzędnym układem regulacji powinien zostać uzgodniony z Operatorem.

12.5.3. System sterowania i regulacji mocy czynnej.
PV+ME powinien być wyposażony w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

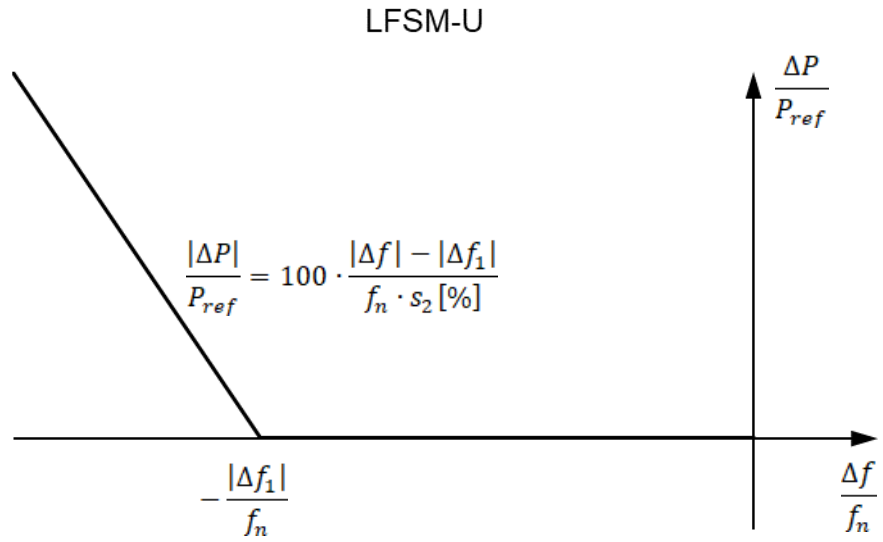
a) pracę PV+ME bez ograniczeń (podczas pracy PV+ME bez ograniczeń, w trakcie uruchomień i odstawień PV+ME, gradient średni zmiany mocy czynnej PV+ME nie może przekraczać 10% mocy maksymalnej PV+ME na minutę);
b) interwencyjną zmianę mocy czynnej PV+ME przez służby dyspozytorskie EOP (regulator PV+ME powinien posiadać zdolność techniczną ustawienia prędkości redukcji i naboru mocy, w zakresie 50-100% mocy maksymalnej PV+ME na minutę);
c) automatyczną zmianę mocy czynnej, w trybie rozładowania, przy zmianach częstotliwości (LFSM-O, LFSM-U), zgodnie z przedstawionymi na poniższych Rysunkach 4 i 5 charakterystykami statycznymi (ΔP/Pref – Δf/fn).

Rys. 4. Zdolność PV+ME do odpowiedzi częstotliwościowej podczas rozładowania w trybie LFSM-O.



Oznaczenie	Opis	Wartość
P_{ref}	Znamionowa moc czynna przy oddawaniu energii do sieci PV+ME	Określona w pkt 3 niniejszych warunków przyłączenia
ΔP	Zmiana oddawanej mocy czynnej PV+ME	Odpowiedź
f_n	Częstotliwość znamionowa sieci	50 Hz
Δf	Odchylenie częstotliwości sieci	Zmienna
Δf_1	Próg częstotliwości aktywacji trybu LFSM-O	50,2 Hz
s_2	Statyzm	w zakresie od 2% do 12% (domyślnie 5%)

Rys. 5. Zdolność PV+ME do odpowiedzi częstotliwościowej podczas rozładowania w trybie LFSM-U.



Oznaczenie	Opis	Wartość
P_{ref}	Znamionowa moc czynna przy oddawaniu energii do sieci PV+ME	Określona w pkt 3 niniejszych warunków przyłączenia
ΔP	Zmiana oddawanej mocy czynnej PV+ME	Odpowiedź
f_n	Częstotliwość znamionowa sieci	50 Hz
Δf	Odchylenie częstotliwości sieci	Zmienna
Δf_1	Próg częstotliwości aktywacji trybu LFSM-U	49,8 Hz
s_2	Statyzm	w zakresie od 2% do 12% (domyślnie 5%)

Operator zastrzega sobie prawo do określenia szczegółowych wymagań dla trybu ładowania, w zakresie zdolności PV+ME do automatycznej zmiany mocy czynnej w funkcji zmiany częstotliwości, na etapie projektowania PV+ME.

PV+ME powinien posiadać zdolność do automatycznego przełączenia trybu pracy z trybu ładowania w tryb rozładowania, przy niskiej częstotliwości oraz automatycznego przełączenia trybu pracy z trybu rozładowania w tryb ładowania przy podwyższonej częstotliwości pracy sieci oraz automatycznego wyłączenia z pracy w sieci, w przypadku braku możliwości realizacji zmian trybów pracy.
Warunki i zakres częstotliwości przełączenia trybów pracy oraz wyłączania należy uzgodnić z Operatorem na etapie projektowania PV+ME.

12.5.4. Rozruch autonomiczny i praca wyspowa.
Szczegółowe warunki działania PV+ME w zakresie rozruchu autonomicznego i pracy wyspowej oraz regulacji częstotliwości w pracy wyspowej powinny zostać uzgodnione z Operatorem, na etapie projektowania PV+ME.

12.6. Wymagania dotyczące stabilnego poziomu napięcia.
Minimalny czas, w trakcie którego PV+ME musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 p.u. w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci został przedstawiony w poniższej tabeli:

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 p.u. - 0,90 p.u.	60 minut
0,90 p.u. - 1,118 p.u.	nieograniczony
1,118 p.u. – 1,15 p.u.	60 minut

12.7. Wymagania dotyczące szybkich zmian napięcia (RVC).
PV+ME nie powinien powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli:

Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
0,5% ≤ RVC < 1,5%	100 na godzinę
1,5% ≤ RVC < 3,0%	10 na godzinę
3,0% ≤ RVC	0

Podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń.

12.8. Wymagania dotyczące wahań napięcia w punkcie przyłączenia.
Udział PV+ME w całkowitych wahaniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie powinien przekroczyć wartości określonych w poniższej tabeli:

Napięcie znamionowe sieci	P_{st}	P_{lt}
110 kV	0,35	0,25

12.9. Wymagania dotyczące obecności harmonicznych.
PV+ME nie powinien powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2023 r. Poz. 819).

12.10. Wymagania dotyczące wahań napięcia oraz harmonicznych napięcia.
PV+ME powinien spełniać podane wartości wahań napięcia oraz harmonicznych napięcia przez 99% czasu każdego tygodnia.

12.11. Wymagania dotyczące współczynnika odkształcenia THD.
Wartość maksymalna wartości całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD, uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia do sieci powinna być mniejsza lub równa 1,5%.

12.12. Wymagania dotyczące parametrów częstotliwości.
Minimalne czasy pracy PV+ME przy częstotliwościach, odbiegających od wartości znamionowej przedstawione zostały w poniższej tabeli:

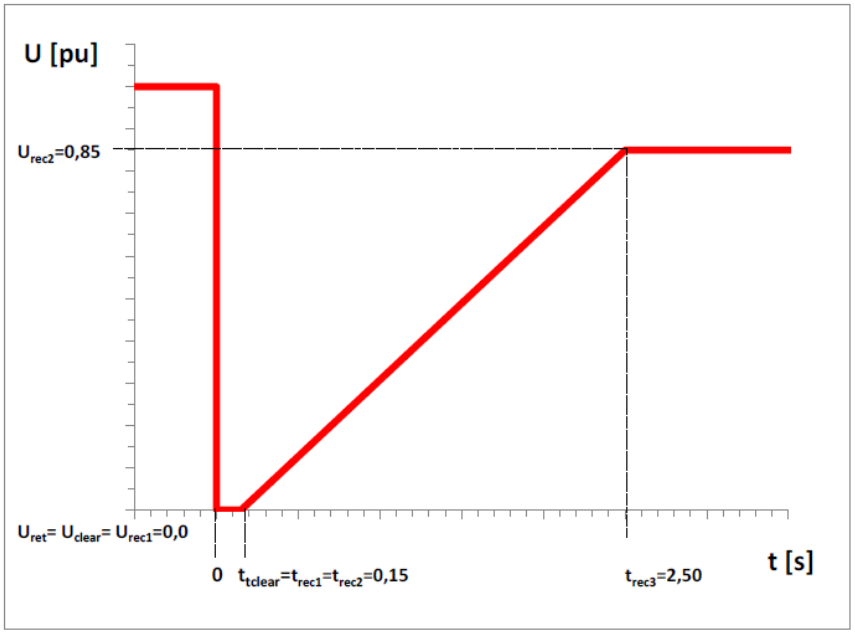
Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,5 Hz–48,5 Hz	30 minut
48,5 Hz–49,0 Hz	30 minut
49,0 Hz – 51,0 Hz	nieograniczony
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minut

12.13. Zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia.

Praca PV+ME przy zakłóceniach w sieci zamkniętej. PV+ME powinien być przystosowany do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżką napięcia w punkcie przyłączenia do sieci, zgodnie z poniższą tabelą oraz przedstawioną na poniższym rysunku krzywą:

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:**	**2,50**

Uret – napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia
tclear – oznacza moment usunięcia zwarcia
Urec1, Urec2, trec1, trec2, trec3 – określają pewne punkty dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po ustaniu zwarcia



Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla PV+ME.

12.14. Dotrzymanie standardów jakości energii.

PV+ME w zakresie dotrzymywania standardów jakości energii powinien spełniać wymagania zawarte w IRiESD. Jako miejsce utrzymania standardów jakości energii jak i punktem jego pomiaru określa się w miejscu dostarczenia energii (pkt. 5 niniejszych warunków przyłączenia). Szczegóły techniczne jak i sposób realizacji teletransmisji odpowiednich sygnałów i raportów do EOP oraz rejestracji jakości energii PV+ME uzgodnione zostaną na etapie projektowania.

12.15. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

PV+ME w zakresie automatyki zabezpieczeniowej powinien spełniać wymagania zawarte w punkcie 8.8. załącznika nr 1 do IRiESD. Szczegółowe wymagania w tym zakresie należy uzgodnić z EOP.
Na etapie opracowywania projektu wykonawczego PV+ME należy uzgodnić z OSD analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,
b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni PV+ME,
c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Na etapie opracowywania projektu technicznego przyłączenia PV+ME do sieci 110 kV należy za pośrednictwem EOP uzgodnić z PSE S.A. w Bydgoszczy wymagania dot. EAZ podlegającej koordynacji.
Wyniki analiz należy przekazać OSD i OSP. Szczegółowe wymagania OSP dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej określone są w punkcie 2.2.3.7. IRiESP. Wymagania OSD określone są w punkcie 8.8. załącznika nr 1 do IRiESD. Nastawienia zabezpieczeń PV+ME powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci 110 kV. Nastawy EAZ pól 110 kV OSD i w zakresie wynikającym ze wspomnianej koordynacji należy uzgodnić z PSA S.A. w Bydgoszczy za pośrednictwem EOP.

12.16. Testy sprawdzające.

Zgodnie z art. 29 Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 (NC RfG) Właściciel zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) jest zobowiązany m.in. do przeprowadzenia testów zgodności i symulacji zgodności, dostarczenia certyfikatów sprzętu, wystąpienia i uzyskania pozwoleń EON, ION i FON.

Zgodę na pierwsze uruchomienie MWE i przeprowadzenie testów wydaje OSD. Jako datę uruchomienia MWE przyjmuje się datę i godzinę pierwszego podania napięcia na urządzenia Podmiotu Przyłączanego.

Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów (który jest załącznikiem do wniosku o wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON) dostarczany jest przez właściciela zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) do OSD po ich zakończeniu.

Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowani należytej staranności i wiedzy technicznej, przez niezależną firmę ekspercką posiadającą odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie, według programu uzgodnionego z EOP. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek prace przy budowie MWE, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

13. Inne ustalenia:

13.1. Dotyczy dokumentacji projektowej:

a. **EOP opracuje projekty budowlane i wykonawcze na zakres określony w punkcie 7.2, 7.4, 7.5.**
b. **Podmiot Przyłączany opracuje projekty budowlane i wykonawcze na zakres określony w punkcie 7.6 i uzgodni je z EOP Oddział w Koszalinie w Wydziale Dokumentacji Energetycznej.**
c. **Trasa linii należących do Podmiotu Przyłączanego podlega uzgodnieniu w EOP Oddział w Koszalinie pod względem kolizji z istniejącymi liniami.**
d. **Podmiot Przyłączany przeprowadzi analizę bilansu mocy biernej z uwzględnieniem sieci wewnętrznej SN i WN PV+ME.**
e. **Projekty automatyki zabezpieczeniowej przedstawić do wglądu w EOP Oddział w Koszalinie.**
f. **Podmiot Przyłączany ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących PV+ME przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.**

13.2. Dotyczy współpracy ruchowej:

a. **Nastawienia zabezpieczeń PV+ME powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.**
b. **Nastawy zabezpieczeń PV+ME muszą zapewnić selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej PV+ME.**
c. **Zwarcia wewnątrz PV+ME powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tego PV+ME.**
d. **PV+ME przyłączony do sieci zamkniętej 110 kV powinien być wyposażony w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z KSE w różnych możliwych sytuacjach ruchowych. PV+ME musi spełniać wymagania techniczne i warunki pracy obiektów przyłączonych do sieci zamkniętej określone w IRiESP;**
e. **Podmiot Przyłączany ma obowiązek opracować IWR PV+ME i uzgodnić ją w CDM. Szczegółowy zakres wymagań zawartych w instrukcji należy uzgodnić w EOP.**
f. **Zaktualizować Instrukcję Eksploatacji stacji Wieszyno. Aktualizacji dokona EOP.**

13.3. Dotyczy umowy o przyłączenie:

a. **Przebudowa (usunięcie kolizji) istniejących sieci elektroenergetycznych odbywa się na zasadach uzgodnionych odrębnie.**
b. **Wysokość opłaty za przyłączenie określona zostanie w umowie o przyłączenie.**
c. **Przyłączenie PV+ME do sieci EOP uwarunkowane jest zrealizowaniem pełnego zakresu robót określonych w niniejszych warunkach przyłączenia.**
d. **Podmiot Przyłączany zobowiązany jest do zawarcia z EOP umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.**
e. **EOP w oparciu o opracowaną dokumentację projektową zrealizuje inwestycje w zakresie rozbudowy sieci 110 kV oraz wybudowania pola liniowego 110 kV w stacji Wieszyno do miejsca dostarczenia energii elektrycznej.**
f. **Podmiot Przyłączany w oparciu o opracowaną dokumentację projektową zrealizuje inwestycje w zakresie części abonenckiej, łącznie z budową PV+ME, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.**
g. **Przewiduje się, że przyłączenie nastąpi według harmonogramu zawartego w załączniku do Umowy o Przyłączenie.**

13.4. Uwagi dodatkowe:

a. **Podmiot Przyłączany własnym kosztem i staraniem zapewni rozruch urządzeń oraz przedstawi Energa-Operator S.A. protokoły badań urządzeń, protokoły sprawdzenia układów zabezpieczeń, zaświadczenia kwalifikacyjne personelu dla obsługi elektrowni oraz dokumentację powykonawczą.**
b. **Dla zasilania potrzeb własnych PV+ME z innego miejsca dostarczania energii elektrycznej niż określony w pkt 5 niniejszych warunków należy wystąpić z odrębnym wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do Energa-Operator S.A. Oddział w Koszalinie.**
c. **Przed złożeniem wniosku o wydanie pozwolenia EON dla PV+ME, Podmiot Przyłączany jest zobowiązany do uzgodnienia z Energa-Operator S.A. oraz z PSE S.A. w Bydgoszczy (za pośrednictwem Energa-Operator S.A.), kompletu kart nastaw urządzeń EAZ w zakresie nastawiania stosownych zabezpieczeń wynikającym**

z IRiESD i IRiESP. Wprowadzenie uzgodnionych nastawień musi zostać potwierdzone poprzez przekazanie do PSE S.A w Bydgoszczy zatwierdzonych kart nastaw. Każda kolejna zmiana nastaw koordynowanych wymaga ponownego uzgodnienia z PSE S.A. w Bydgoszczy, za pośrednictwem EOP oraz przesłania uzgodnionych, zatwierdzonych i aktualnych kart nastaw.

d. **Właściciel PV+ME zobowiązany jest do przekazania do Energa-Operator S.A., w terminie do 7 dni od awaryjnego wyłączenia spowodowanego działaniem zabezpieczeń na należącej do niego rozdzielni, jak również w terminie do 7 dni w przypadku otrzymania pisemnego żądania Energa-Operator S.A., wszelkich informacji zarejestrowanych przy użyciu rejestratora zakłóceń i zdarzeń, rejestratorów wewnętrznych terminali urządzeń EAZ w formacie COMTRADE, oraz systemu pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii zainstalowanych w instalacji PV+ME.**

14. **Użytkowane urządzenia elektryczne powinny spełniać wymagania określone w obowiązujących przepisach dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.**

15. **Obiekt przyłączany do sieci elektroenergetycznej EOP – PV+ME o mocy przyłączeniowej przy poborze energii z sieci 50 MW oraz o mocy przyłączeniowej przy oddawaniu energii do sieci 50 MW jest MWE (modułem parku energii) typu D.**

16. **Właściciel zakładu wytwarzania energii (Podmiot Przyłączany) jest zobowiązany do spełnienia wszystkich warunków i wymogów wynikających z dokumentów powołanych w pkt 16. powyżej, w tym w szczególności do wypełnienia obowiązku (i) przeprowadzenia testów i symulacji, (ii) dostarczenia certyfikatów sprzętu, (iii) wystąpienia i pozyskania pozwoleń (EON, ION i FON), zgodnie z dokumentami, o których mowa w pkt 12.1. a) i c).**

17. **Standardy jakościowe energii elektrycznej określa Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2023 r. Poz. 819). Energa-Operator S.A. nie zapewnia bezprzerwowej dostawy energii do sieci elektroenergetycznej dla ww. obiektu. Należy liczyć się z możliwością przerw w dostawie energii elektrycznej. Warunkiem wprowadzenia do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej jest wytwarzanie tej energii o parametrach określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej i posiadanie przez Podmiot Przyłączany urządzeń nie powodujących zakłóceń w pracy sieci i innych odbiorców mogących powodować pogorszenie standardów jakościowych energii elektrycznej w sieci Energa-Operator S.A.**

18. **Zawarcie umowy o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych, na zasadach określonych w tej umowie.**

19. **Sprawdzenie wykonania instalacji przyłączanej zgodnie z warunkami przyłączenia:**
Zanim Energa-Operator S.A. dokona przyłączenia do sieci PV+ME wymagane jest zgłoszenie przez Podmiot Przyłączany do Energa-Operator S.A. sprawdzenia wykonanej instalacji przyłączanej. Warunkiem bezwzględnym przystąpienia do sprawdzenia jest oprócz zgłoszenia obiektu do sprawdzenia o czym mowa powyżej, dostarczenie przez Podmiot Przyłączany co najmniej następujących dokumentów:
- **protokołu odbioru GPO PV+ME przez Podmiot Przyłączany od wykonawcy prac;**
- **pozwolenia na budowę obiektu przyłączanego lub innego dokumentu uprawniającego do realizacji prac (np. zgłoszenie);**
- **protokołu odbioru przyłączanych urządzeń i instalacji, sporządzonego przez Podmiot Przyłączany wraz z załącznikami;**
- **protokołów badań przyłączanych urządzeń i instalacji;**
- **protokołów badań urządzeń automatyki zabezpieczeniowej, urządzeń łączności oraz telemechaniki;**
- **innych dokumentów wynikającymi z indywidualnych dla danego obiektu uwarunkowań;**
- **oświadczenia kierownika budowy o zgodności wykonania obiektu/przyłączanych urządzeń i instalacji z Prawem budowlanym i uzgodnioną przez Energa-Operator S.A. dokumentacją;**
- **techniczną dokumentację powykonawczą z naniesionymi i uzgodnionymi przez projektanta zmianami (jeśli takowe nastąpiły);**
- **uzgodnionej z RDM/CDM instrukcji współpracy ruchowej (kopia pierwszej strony świadczącej o uzgodnieniu);**
- **oświadczenia o gotowości instalacji przyłączanej w zakresie objętym umową o przyłączenie.**

20. **Miejsce dostarczania energii elektrycznej stanowi jednocześnie miejsce rozgraniczenia własności urządzeń i eksploatacji pomiędzy stronami zgodnie z pkt 5 niniejszych warunków przyłączenia.**

21. **Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia dostarczenia ich Podmiotowi Przyłączanemu.**

22. **Energa-Operator S.A. zastrzega sobie prawo do zmiany warunków i wymagań jakie powinien spełniać PV+ME Zagórzyca, w szczególności w przypadku wprowadzenia zmian w IRIESP, IRIESD, w przepisach prawa lub w dokumentach opracowanych na ich podstawie, w zakresie warunków i wymagań jakie powinny spełniać PV+ME przyłączane do sieci oraz zasad przyłączenia PV+ME do sieci, które wpłyną na treść lub zasady określone w warunkach przyłączenia, umowie o przyłączenie, lub wielkość mocy PV+ME Zagórzyca możliwą do przyłączenia do sieci.**

23. **Wykaz skrótów użytych w treści dokumentu warunków przyłączenia:**
CDM – Centralna Dyspozycja Mocy Energa-Operator S.A.; EAZ – Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa; EOP – Operator Systemu Dystrybucyjnego Energa-Operator S.A.; GPO – Główny Punkt Odbioru Energii Elektrycznej z PV+ME; GPZ – Główny Punkt Zasilania; IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji

Sieci Dystrybucyjnej Energa-Operator S.A.; IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej; IWR – instrukcja współpracy ruchowej; KDM – Krajowa Dyspozycja Mocy; KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny; PV+ME – Farma Fotowoltaiczna wraz z Magazynem energii elektrycznej; ODM – Obszarowa Dyspozycja Mocy; PSE SA – Operator Systemu Przesyłowego Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.; RDM – Regionalna Dyspozycja Mocy Energa-Operator S.A.; SGU – znaczący użytkownik sieci (ang. significant grid user).

OPRACOWAŁ:	SPRAWDZIŁ:	ZATWIERDZILI:
Główny Inżynier ds. Przyłączeń Marcin Labuda	Kierownik Biura Przyłączeń i Rozwoju Sebastian Bucholz Signed by / Podpisano przez: Sebastian Bucholz Date / Data: 2026-03-13 14:30	Prokurent Michał Roman Signed by / Podpisano przez: Michał Jan Roman Date / Data: 2026-03-15 16:40

Załączniki:

1) Schemat GPZ Wieszyno z proj. przyłączem.

Prezes Zarządu
II Energa
Operator SA
Robert Piotr
Świerzyński
2026-03-16

Otrzymują:

1) Podmiot Przyłączany.
2) PSE S.A., 05-520 Konstancin – Jeziorna, ul. Warszawska 165.
3) Energa-Operator S.A. Oddział w Koszalinie.
4) MTS a/a.

Dyrektor
Departament Majątku Sieciowego
Grzegorz Kuczkowski

Elektronicznie
podpisany przez
Grzegorz Kuczkowski
Data: 2026.03.13
14:37:37 +01'00'

Załącznik nr 1 Schemat rozdzielni 110 kV w GPZ Wieszyno z projektowanym przyłączem

5)

