

**Warunki przyłączenia nr 21-G0/WP/00358 dla zakładu wytwarzania energii,  
do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 15 kV**

**Nazwa obiektu przyłączanego do sieci:** Zakład wytwarzania energii – moduł parku energii (nazywany i oznaczany dalej: Zakład wytwarzania energii – moduł parku energii nazywanym i oznaczanym dalej: farma fotowoltaiczna PV MMM Maków Mazowiecki 1).

**Moc maksymalna - 0,55160. Typ NC RfG - B. Typ jednostek wytwórczych: RSM144-7M450M, SUN2000-105KTL-H1.**

**Lokalizacja:** gmina Maków Mazowiecki, miejscowość Maków Mazowiecki, nr dz. 203.

Na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 04 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93 z 2007r. poz. 623 z późn. zm.), w odpowiedzi na wniosek z dnia 15-07-2021, określa się następujące warunki przyłączenia:

- 1 Miejsce przyłączenia: linia SN relacji Maków Pułtusk.
- 2 Miejsce dostarczania energii elektrycznej stanowiące jednocześnie miejsce rozgraniczenia własności sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i instalacji Podmiotu Przyłączanego: **zaciski prądowe łącznika napowietrznego SN w kierunku instalacji odbiorcy.**
- 3 Moc przyłączeniowa: wprowadzana – **0,56160 MW.**
- 4 Moc przyłączeniowa: pobierana – **0,01000 MW.**
- 5 Zakres, etapy i terminy niezbędnych zmian w sieci umożliwiających przyłączenie źródła wytwórczego:
  - 5.1 Dostosować pole liniowe 15 kV nr 24 (Pułtusk) w stacji 110/15 kV Maków wg. załącznika nr 2 pkt. II
  - 5.2 W istniejącej linii napowietrznej 15 kV Maków Pułtusk należy wstawić słup rozgałęźny typu RPK.
  - 5.3 Wybudowanie linii napowietrznej 15 kV z przewodami typu 3xPAS 50 mm<sup>2</sup> odgałęzionej od projektowanego wg pkt. 5.2. słupa RPK. W projektowanym odgałęzieniu należy wstawić słup krańcowy z rozłącznikiem 15 kV.
- 6 Wymagania w zakresie budowy instalacji Podmiotu Przyłączanego:
  - 6.1 Wybudowanie stacji transformatorowej 15/0,4 kV. W polu zasilającym zainstalować wyłącznik 15 kV z układem automatyki elektroenergetycznej wg załącznika nr 2 pkt. I współpracujący z systemem zdalnego sterowania i nadzoru PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa wg załącznika nr 2.
  - 6.2 Powiązanie stacji z siecią 15 kV kablem 15 kV o typie i przekroju wg obliczeń projektowych, odgałęzionym z projektowanego wg pkt. 5.3. słupa krańcowego z rozłącznikiem.
  - 6.3 Zainstalowanie paneli fotowoltaicznych.
  - 6.4 Montaż układu inwertera sieciowego.
  - 6.5 Wybudowanie przyłączy kablowych nN (typ i przekrój wg obliczeń projektowych) na odcinku od projektowanych inwerterów sieciowych do rozdzielnic nN w projektowanej stacji transformatorowej SN/nN.
  - 6.6 Wykonaniu instalacji odbiorczej spełniającej wymogi określone w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002r. w sprawie warunków technicznych, jakimi powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. Nr 75, poz.690, z późniejszymi zmianami).
  - 6.7 W przypadku potrzeby pomiaru energii wyprodukowanej przez źródło, Wytwórca powinien zainstalować układy pomiarowe na zaciskach źródeł energii, spełniające wymagania określone w załączniku nr 1.
- 7 Miejsce zainstalowania układu pomiarowo – rozliczeniowego: stacja transformatorowa SN/nN odbiorcy/wytwórcy na napięciu 15 kV.
- 8 Wymagania dotyczące układu pomiarowo – rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego:
  - 8.1 zastosować pośredni układ pomiarowo-rozliczeniowy na napięciu SN z 3-fazowym licznikiem energii elektrycznej umożliwiającym dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz bierną w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia. Układ pomiarowo-rozliczeniowy dostarcza i instaluje Wytwórca,
  - 8.2 układ pomiarowo-rozliczeniowy winien spełniać wymagania dla właściwej kategorii B, określone w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” (IRiESD) obowiązującej w PGE Dystrybucja S.A. oraz „Wytycznych do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.”,
  - 8.3 licznik energii elektrycznej powinien rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 15 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Licznik energii elektrycznej powinien automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni kalendarzowych (dla cykli całkowania 15’),
  - 8.4 urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi

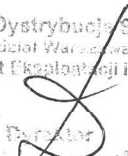
posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami, w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia, potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Świadectwo wzorcowania dla przekładników pomiarowych prądowych lub napięciowych wydawane i uznawane jest bez terminu ważności. Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą nałożoną przez producenta lub laboratorium oraz nałożoną przez laboratorium cechę potwierdzającą dokonanie wzorcowania,

- 8.5 licznik energii elektrycznej winien posiadać zabezpieczenie przed wpływem zewnętrznych pól magnetycznych (z wyjątkiem pola magnetycznego Ziemi) lub powinien posiadać elektroniczny system informujący o wystąpieniu takiego wpływu na licznik (poprzez np. rejestrowanie, wskazanie, świecenie). System ten ma wykazywać wyłącznie czy na licznik oddziaływano polem magnetycznym, o którym mowa powyżej. Zdziałanie systemu musi być widoczne „gołym okiem” bez potrzeby demontażu licznika,
- 8.6 układ pomiarowy musi być wyposażony w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz,
- 8.7 układ pomiarowy powinien posiadać układ synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę,
- 8.8 układ pomiarowy powinien być wyposażony w układ transmisji danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo - Rozliczeniowego (LSPR) PGE Dystrybucja S.A. W przypadku zastosowania urządzeń telekomunikacyjnych umożliwiających realizację transmisji danych za pomocą sieci GSM w standardzie GPRS kartę SIM dostarczy PGE Dystrybucja S.A.,
- 8.9 licznik energii elektrycznej powinien posiadać klasę dokładności odpowiednią dla właściwej kategorii B, przekładniki prądowe powinny posiadać współczynnik bezpieczeństwa przyrządu  $FS \leq 5$  i klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 (zalecana 0,2s) z uwzględnieniem mocy umownej i mocy przyłączeniowej wprowadzanej,
- 8.10 licznik energii elektrycznej winien być dostosowany do rozliczeń w wybranej grupie taryfowej – zaprogramowany i sparametryzowany,
- 8.11 wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej winny być przystosowane do plombowania.
- 9 Rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego: wyłącznik 15 kV w polu zasilającym w stacji transformatorowej SN/nN Wytwórcy
- 10 Wymagania i miejsce zainstalowania rejestratora jakości energii: Przewidzieć miejsce w rozdzielniach nN. Na etapie projektowania farmy fotowoltaicznej potwierdzić konieczność stosowania filtrów wyższych harmonicznym poprzez wykonanie pomiarów jakości energii elektrycznej.
- 11 Do obliczeń przyjąć:
  - 11.1 dla rozdzielni WN w stacji WN/SN moc zwarcia w normalnym układzie pracy wynosi: 882,00 MVA,
  - 11.2 sieć SN - 15 kV pracuje w układzie z kompensacją ,
  - 11.3 prąd zwarc wielofazowych 4,70 przy czasie  $t = 1,00$  s w miejscu Stacja WN/SN - napięcie dolne parametry linii SN zostaną określone w trakcie projektowania,
  - 11.4 prąd ziemnozwarciowy 15,00 A przy czasie  $t = 1,00$  s trwania zwarcia.
- 12 System ochrony przeciwporażeniowej:
  - 12.1 instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – zgodnie z PN-IEC 60364,
  - 12.2 w sieciach o napięciu wyższym od 1 kV – zgodnie z PN-E 05115.
- 13 Wymagany stosunek poboru energii biernej do czynnej w miejscu dostarczania nie może być większy niż  $\tan \phi = 0,4$ .
- 14 Poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej w sieci mieści się w granicach przywołanego wyżej Rozporządzenia Ministra Gospodarki.
- 15 Dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej: zgodnie z załącznikiem nr 2 do niniejszych warunków
- 16 Wymagania w zakresie
  - 16.1 Przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych: zgodnie z załącznikiem nr 1 do niniejszych warunków,,
  - 16.2 Zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci Podmiotu Przyłączonego: należy przewidzieć i zainstalować aparaturę uniemożliwiającą przeniesienie zakłóceń do sieci PGE Dystrybucja S.A.,

- 16.3 Wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie: wg projektu oraz wytycznych wg. załącznika nr 2,
- 16.4 Lokalizacja źródła wytwórczego od linii energetycznej: min 5 metrów od skrajnego przewodu linii napowietrznej SN 15 kV.
- Wszelkie prace powinny wykonać osoby posiadające odpowiednie uprawnienia i kwalifikacje do prowadzenia robót elektrycznych.
- 17 Obowiązujące wymagania wynikające z Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. (IRiESD) zgodnej z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej:
- 17.1 urządzenia przyłączane do sieci rozdzielczej muszą posiadać atesty lub homologacje oraz certyfikaty i znaki bezpieczeństwa,
- 17.2 prowadzenie ruchu i eksploatacji urządzeń pozostających na majątku użytkownika wymaga posiadania kwalifikowanego personelu oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Urządzeń, opracowanej z uwzględnieniem warunków określonych w instrukcji IRiESD PGE Dystrybucja S.A.,
- 17.3 operatywne kierownictwo nad pracą jednostek wytwórczych źródła i transformatora SN/WN Wytwórcy w stacji sprawuje operator sieci dystrybucyjnej – w uzasadnionych wypadkach operator sieci dystrybucyjnej dysponuje prawem regulacji mocy czynnej i biernej raz ograniczania generowanej mocy przez źródło wytwórcze. W stanach niepełnego układu sieci WN operator sieci dystrybucyjnej ma prawo do ograniczania generowanej mocy przez źródło wytwórcze.
- 18 W celu zapewnienia współpracy ruchowej Podmiot Przyłączany opracuje w terminie do dnia przyłączenia Instrukcję współpracy ruchowej urządzeń, instalacji i sieci z uwzględnieniem instrukcji opracowanej dla sieci, do których podmiot ten jest przyłączany. Instrukcja powyższa jest zatwierdzana przez PGE Dystrybucja S.A.
- 19 Informacje dodatkowe:
- 19.1 warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich doręczenia,
- 19.2 warunki przyłączenia tracą ważność, jeśli zastosowane zostały bez zgody PGE Dystrybucja S.A. urządzenia wytwórcze o jakichkolwiek innych parametrach, niż określone we wniosku,
- 19.3 realizacja inwestycji związanych z przyłączaniem obiektu Podmiotu Przyłączanego będzie dokonywana na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej,
- 19.4 realizacja warunków przyłączenia (w tym rozpoczęcie prac projektowych) wymaga podpisania w okresie ważności warunków przyłączenia umowy o przyłączenie.
- 20 Warunkiem wprowadzenia do sieci elektroenergetycznej wyprodukowanej energii elektrycznej jest zawarcie umowy dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A. oraz dostarczanie energii elektrycznej o parametrach jakościowych i ilościowych:
- 20.1 niepowodujących zakłóceń w pracy sieci,
- 20.2 niepowodujących zakłóceń w instalacjach innych odbiorców,
- 20.3 niewpływających negatywnie na jakość energii elektrycznej dostarczanej przez PGE Dystrybucja S.A. swoim odbiorcom,
- Niedotrzymanie ww. warunków przez Wytwórcę może skutkować jego wyłączeniem.
- 21 Uwagi dodatkowe:
- 21.1 PGE Dystrybucja S.A. zastrzega sobie prawo zmiany zakresu rzeczowego prac, wynikających ze zmian stanu sieci i jej konfiguracji lub utrudnień w budowie urządzeń. Zmiany wpływające na zwiększenie opłaty za przyłączenie wymagają akceptacji Podmiotu Przyłączanego oraz zmiany umowy o przyłączenie.
- 21.2 Wnioskodawca opracuje i uzgodni w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa projekt zasilania obiektu w zakresie urządzeń pozostających na majątku Wytwórcy.
- Informacji w zakresie układu zasilania (w tym schematu stacji) udziela Dział Przyłączeń – Rafał Mierzejewski tel. (022) 512 1328, w zakresie automatyki i zabezpieczeń Wydział Zabezpieczeń i Automatyki – Paweł Dańczuk tel. (022) 512 1304, w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej Wydział Układów Pomiarowych - Dariusz Skuba tel. (022) 738 2433. W zakresie układów telemechaniki udzieli Wydział Telemechaniki - Andrzej Petrykowski, tel. (22) 512-12-21.

Warunki przyłączenia opracował:  
Rafał Mierzejewski

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Departament Eksploatacji i Rozwoju

  
Paweł Dańczuk

#### Załącznik

1. Wymagania techniczne dla układu pomiarowo-rozliczeniowego i układów transmisji danych pomiarowych.
2. Wymagania techniczne w zakresie automatyki i zabezpieczeń oraz telemechaniki dla przyłączanych jednostek wytwórczych do sieci SN.





Załącznik nr 1 do warunków przyłączenia

**Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych kat. B4 – dotyczy układów dla urządzeń instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie).**

1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą spełniać wymagania określone w punkcie II.4.7 „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” oraz „Wytocznych do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.” (dokumenty w wersji elektronicznej dostępne na stronie <http://www.pgedystrybucja.pl>).
2. Podstawą do rozliczeń za energię elektryczną i usługi przesyłowe/dystrybucyjne są wielkości wykazane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w miejscu określonym w warunkach przyłączenia.
3. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami *w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22*. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Świadectwo wzorcowania dla przekładników pomiarowych prądowych lub napięciowych wydawane i uznawane jest bez terminu ważności. Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą nałożoną przez producenta lub laboratorium oraz nałożoną przez laboratorium cechę potwierdzającą dokonanie wzorcowania.
4. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
5. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:
  - a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
  - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
  - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez PGE Dystrybucja S.A. ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo Energetyczne.

Na wniosek odbiorcy, za zgodą PGE Dystrybucja S.A. dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda PGE Dystrybucja uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

6. Liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać:
  - a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
  - b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
  - c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
7. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do Lokalnego Systemu Pomiarowo Rozliczeniowego (LSPR) powinna być realizowana za pośrednictwem:
  - a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
  - b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

Wymagana jest transmisja danych za pośrednictwem sieci komórkowej w technologii pakietowej (GPRS lub 3G lub 3,5G lub LTE) kanałami komunikacyjnymi o prędkości minimum 9600 b/s. Kartę SIM do transmisji danych dostarcza PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
8. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
  - a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
  - b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
  - c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5 A. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
9. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociągających.
10. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być  $\leq 5$ . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku  $FS > 5$ , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.
11. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
12. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej.
13. Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej.
14. Układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
15. Układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę.
16. Układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości.

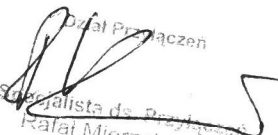
17. Powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

**Dokumentacja projektowa układu pomiarowego powinna zawierać co najmniej:**

- Podstawę realizacji dokumentacji projektowej.
- Kserokopię uprawnień projektanta.
- Kserokopię zaświadczenia z Izby Inżynierów Budownictwa dla projektanta.
- Część opisową układu pomiarowego zawierającą co najmniej opis w zakresie zastosowanych elementów układu (Dla każdego urządzenia konieczne jest określenie wszystkich wymaganych dla niego danych, jego producenta oraz pełnego typu. Nie dopuszcza się rozwiązań wariantowych), sposobu wykonania układu pomiarowego oraz sposobu zasilania obiektu (z uwzględnieniem typu zastosowanych przewodów, ich przekroju oraz ich długości w zakresie linii zasilającej pomiędzy granicą własności z siecią OSD a układem pomiarowym).
- Dobór parametrów znamionowych urządzeń pomiarowych z obliczeniami potwierdzającymi poprawność doboru przekładników i zastosowanych zabezpieczeń.
- W przypadku zasilania obiektu linią elektroenergetyczną, która nie stanowi własności OSD, obliczenie poziomu strat energii elektrycznej czynnej i biernej w tej linii od granicy podziału własności z OSD do układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- Schematy zasilania obiektu z uwzględnieniem linii zasilających pomiędzy granicą własności z siecią OSD a układem pomiarowym, rozdzielnicą oraz rozmieszczeniem przekładników pomiarowych.
- Schematy wykonawcze układu pomiarowego oraz obwodów pomocniczych, w tym układu transmisji danych, synchronizacji czasu oraz podtrzymania zasilania (na schematach należy zamieścić dane znamionowe urządzeń układu pomiarowego).
- Widoki stacji z rozmieszczeniem celek pomiarowych, szafy/tablicy pomiarowej z naniesioną trasą prowadzenia obwodów wtórnych układu pomiarowego.
- Widok szafy/tablicy pomiarowej z rozmieszczeniem elementów układu pomiarowego.
- W zależności od zastosowanych w dokumentacji projektowej rozwiązań technicznych OSD może wymagać jej uzupełnienia poprzez zamieszczenie w niej dodatkowych informacji (w tym obliczeń doboru, widoków, schematów itp.)
- Wszystkie zastosowane w układach pomiarowych urządzenia muszą posiadać Deklarację Zgodności CE oraz na jej potwierdzenie oznakowanie CE zgodnie ze wzorem określonym w Załączniku nr 12 do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych.
- Obwody wtórne napięciowe układów pośrednich należy zabezpieczać przed skutkami zwarć wyłącznikami nadmiarowo-prądowymi o charakterystyce Z i prądzie znamionowym dobranym do mocy przekładników. W przypadku układów pomiarowych w wykonaniu półpośrednim, w którym warunki zwarcia nie zapewniają prawidłowej pracy wyłącznikom nadmiarowo-prądowym do zabezpieczenia obwodów wtórnych napięciowych należy stosować bezpieczniki topikowe zainstalowane w torach napięciowych listew kontrolno-pomiarowych.
- Stosować listwy kontrolno-pomiarowe 16-to torowe z zaciskami sprężynowymi gwarantującymi stałą siłę docisku przewodu do zestyku, umożliwiające podłączenie do nich jednocześnie dwóch liczników oraz urządzenia kontrolnego (analizatora układów pomiarowych) oraz prawidłową pracę układu przy podłączeniu tylko jednego licznika. Listwy kontrolno-pomiarowe muszą umożliwiać bezpieczne wykonanie zwarcia obwodów wtórnych przekładników prądowych oraz rozwarcia obwodów wtórnych napięciowych przekładników napięciowych w celu weryfikacji prawidłowości pracy układu, wymiany licznika lub podłączenia do układu dodatkowego licznika lub urządzenia kontrolnego. Listwy kontrolno-pomiarowe muszą zabezpieczać obsługę przed możliwością bezpośredniego dotknięcia elementów czynnych listwy. W przypadku układów pomiarowych w wykonaniu półpośrednim stosować listwy kontrolno-pomiarowe 10-cio torowe (w przypadku zastosowania przekładników prądowych w wykonaniu napowietrznym listwa kontrolno-pomiarowa powinna dodatkowo umożliwiać uziemienie zacisków wtórnych przekładnika).

**W przypadkach modernizacji/dostosowania układów pomiarowych wyłącznie w zakresie układu transmisji danych lub podtrzymania zasilania dopuszcza się wykonanie dokumentacji projektowej wyłącznie w tym zakresie.**

**W przypadku realizacji Warunków Przyłączenia lub jakiejkolwiek zmiany w obwodach pierwotnych lub wtórnych układu pomiarowego wymagane jest przedstawienie do uzgodnienia dokumentacji projektowej w pełnym wymienionym powyżej zakresie.**

  
Dział Przyłączeń  
Specjalista ds. Przyłączeń  
Rafał Mierzejewski

## Załącznik do warunków przyłączenia

### Wymagania techniczne w zakresie automatyki, zabezpieczeń oraz telemechaniki dla przyłączanych źródeł wytwórczych do sieci SN.

Niniejsze wymagania techniczne zostały opracowane na podstawie zapisów Kodeksu sieci dotyczącym wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji Unii Europejskiej 2016/631 (kodeksu sieci NC RfG) oraz na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i podlegają one zmianom w przypadku aktualizacji ww. dokumentów.

#### I. Wymagania techniczne w zakresie automatyki, zabezpieczeń i telemechaniki w stacjach transformatorowych SN/nN źródeł wytwórczych.

##### A. Automatyka i zabezpieczenia.

1. Pole linii wyprowadzającej moc z rozdzielni SN elektrowni do sieci elektroenergetycznej powinno być wyposażone w:
  - a) wyłącznik współpracujący z automatyką zabezpieczeniową realizującą następujące funkcje EAZ:
    - zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne (zwłoka  $\leq 0,7$  s),
    - zabezpieczenie zwarciovo-prądowe z krótką zwłoką (zwłoka  $\leq 0,1$  s),
    - zabezpieczenie ziemnozwarciowe – admitancyjne zwłoczne (zwłoka  $\leq 0,6$  s),
    - zabezpieczenie ziemnozwarciowe – konduktancyjne zwłoczne (zwłoka  $\leq 0,6$  s),
  - b) przekładniki prądowe SN, przeznaczone dla zabezpieczeń nadprądowych,
  - c) przekładniki napięciowe jednobiegunowe SN z podstawami bezpiecznikowymi, przyłączone od strony głowicy kablowej, z uzwojeniem pomiarowym  $100/\sqrt{3}$  V i uzwojeniem dodatkowym  $100/3$  V połączonym w układ otwartego trójkąta, przeznaczone dla zabezpieczeń napięciowych, częstotliwościowych oraz ziemnozwarciowych,
  - d) przekładnik Ferrantiego do pomiaru składowej zerowej prądu  $I_0$  dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych.
2. Rozdzielnia SN źródła wytwórczego powinna być wyposażona oprócz zabezpieczeń podstawowych w niezależne zabezpieczenia dodatkowe od zakłóceń przy pracy równoległej źródła wytwórczego z siecią elektroenergetyczną:
  - zabezpieczenie podnapięciowe ( $U <$ ), zwłoka 0,3 s,
  - zabezpieczenie nadnapięciowe ( $U >$ ), zwłoka 0,1 s,
  - zabezpieczenie podczęstotliwościowe ( $f <$ ), zwłoka 0,2 s,
  - zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ( $f >$ ), zwłoka 0,2 s,
  - zabezpieczenie ROCOF od pracy wyspowej ( $df/dt$ ), nastawa 2 Hz/s 0,3 s.Zabezpieczenia dodatkowe powinny wyłączać źródło generacji.  
Nastawy układu zabezpieczeń należy przyjąć zgodnie z obowiązującymi w IRIESD.  
Zabezpieczenie dodatkowe nadnapięciowe i podnapięciowe musi być wykonane trójfazowo. Przekroczenie wartości rozruchowej jednego napięcia międzyfazowego powinno powodować zadziałanie zabezpieczenia.  
Ponowne załączenie jednostki wytwórczej po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci OSD może nastąpić po czasie nie krótszym niż 60 s.
3. Dla stacji transformatorowej SN/nN jednostki wytwórczej bez odbiorów, zabezpieczenia dodatkowe powinny współpracować z urządzeniem łączeniowym zainstalowanym w obwodzie źródła wytwórczego po stronie nN.
4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz powyższych zabezpieczeń powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
5. Układ zasilania obwodów pomocniczych w stacji (obwody sterownicze i sygnalizacyjne) napięciem gwarantowanym prądu stałego powinien być zrealizowany w oparciu o baterię akumulatorów pracującą buforowo z prostownikiem. W przypadku braku zasilania prostownika bateria akumulatorów powinna zapewniać pracę układów zabezpieczeń i sterowania w czasie nie krótszym



niż 8 godzin.

6. Zanik napięcia gwarantowanego, uszkodzenie zespołu zabezpieczeniowego oraz uszkodzenia w obwodach napięć pomiarowych fazowych i w obwodzie napięcia  $U_0$  (otwarcie bezpieczników w obwodach napięciowych), powinny powodować samoczynne wyłączenie wyłącznika SN za pomocą cewki zanikowo-napięciowej.
7. Układ zbiorczej sygnalizacji alarmowej w rozdzielni SN powinien umożliwiać powiadomienie obsługi w zakresie: awaryjnego wyłączenia, uszkodzeń w obwodach wtórnych, alarmów z zabezpieczeń i zakłóceń w pracy źródła napięcia gwarantowanego prądu stałego.
8. Stosowane urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej muszą posiadać funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
9. Uruchomienie i sprawdzenie instalacji wytwórczej z układem zabezpieczeń powinno zostać potwierdzone szczegółowymi protokołami ze sprawdzenia poprawności montażu i prawidłowości działania aparatury pierwotnej i wtórnej, zgodnie z normą PN-E-04700:1998.

#### Dokumentacja i odbiory techniczne.

1. Dokumentacja projektowa powinna zawierać:
  - obliczenia zwarciove dla stacji SN/nN,
  - dobór aparatury pierwotnej,
  - dobór nastaw zabezpieczeń po stronie 15 kV
  - nastawy zabezpieczeń dodatkowych źródła wytwórczego,
  - schematy ideowe i montażowe obwodów zabezpieczeń, układu sygnalizacji, siłowni prądu stałego i układu załączania źródła wytwórczego do sieci.
2. Dokumentację projektową należy uzgodnić w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
3. Przy zgłoszeniu obiektu do sprawdzenia (odbioru) technicznego należy dostarczyć następującą dokumentację odbiorową:
  - a) projekt powykonawczy podpisany przez grupę rozruchową,
  - b) uzgodniona z PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa instrukcja ruchu i eksploatacji stacji,
  - c) protokoły sprawdzeń pomontażowych i rozruchowych, obejmujące w szczególności:
    - próby napięciowe kabli SN i rozdzielnic SN,
    - badanie przekładników prądowych i napięciowych (izolacja uzwojeń pierwotnych i wtórnych, przekładnia prądowa, stan obudowy, zacisków, itp.),
    - sprawdzenie pomontażowe zainstalowanej aparatury pierwotnej i wtórnej,
    - sprawdzenie poszczególnych zabezpieczeń za pomocą testera (pomiar wartości rozruchowych i odpadu, czasów działania, zabezpieczeń ziemnozwarciowych w całej charakterystyce kątovej z wyznaczeniem strefy blokowania dla zabezpieczeń kierunkowych),
    - sprawdzenie siłowni prądu stałego do zasilania obwodów pomocniczych, sterowniczych i sygnalizacyjnych,
    - sprawdzenie sygnałów do telemechaniki,
    - potwierdzenie działania sygnalizacji zakłóceńowej do obsługi eksploatującej stację.
4. Sprawdzenie techniczne (odbór) przyłączanego obiektu przez przedstawicieli PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa obejmuje:
  - sprawdzenie dostarczonej dokumentacji odbiorowej,
  - oględziny stacji transformatorowej (m.in. sposób podłączenia żył powrotnych kabli SN przez okno przekładnika Ferrantiego, stan wizualny urządzeń w stacji, stan wizualny uziemień roboczych i ochronnych w stacji),
  - sprawdzenia funkcjonalne, w zakresie których należą:
    - lokalne sterowanie wyłącznikiem SN,
    - zdalne sterowanie wyłącznikami z telemechaniki,
    - potwierdzenie stanu wizualizacji łączników w systemie dyspozytorskim,
    - wykonanie w linii SN przerwy beznapięciowej w cyklu SPZ i potwierdzenie prawidłowego działania zabezpieczeń dodatkowych.



## B. Wymagania w zakresie telemechaniki.

Należy zaprojektować i wykonać system zdalnego sterowania i nadzoru stacji transformatorowej SN/nN źródła wytwórczego w oparciu o mikroprocesorowy sterownik obiektowy współpracujący z zainstalowanym w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa systemem zdalnego sterowania i nadzoru.

### Zakres prac do wykonania:

1. Dostawa, montaż, zaprogramowanie i uruchomienie sterownika obiektowego telemechaniki, wyposażonego w zasilanie akumulatorowe, pozwalające na pracę autonomiczną bez zasilania sieciowego.
2. Opracowanie i uzgodnienie dokumentacji projektowej (1 komplet oraz wersja elektroniczna na CD w formacie AutoCAD) oraz powykonawczej (3 komplety oraz edytowalna wersja elektroniczna w formacie AutoCAD) w zakresie telemechaniki i urządzeń łączności. Dokumentacja projektowa powinna zawierać schematy ideowe i montażowe, powiązania aparatury.
3. Łączność:
  - transmisja z wykorzystaniem bezprzewodowej cyfrowej łączności radiowej, GPRS (APN). Zakup, montaż i uruchomienie niezbędnych urządzeń łączności. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i połączeń pomiędzy sterownikiem obiektowym i komunikacyjnym telemechaniki, a urządzeniami łączności. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i edycji schematu sieci oraz wypełnienie bazy telemechaniki w systemie SCADA. Protokół transmisji – DNP 3.0.
  - w uzasadnionych technicznie przypadkach, wzdłuż linii SN zasilającej przyłączaną jednostkę wytwórczą poprzez sieci SN, ułożyć kabel światłowodowy łączący jednostkę wytwórczą z najbliższą stacją 110/15 kV. Światłowód zakończyć końcowymi światłowodowymi urządzeniami transmisyjnymi umożliwiającymi przesyłanie sygnałów telemechaniki, sterowania i nadzoru do światłowodowej sieci teletransmisyjnej PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
4. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i połączeń pomiędzy sterownikiem obiektowym i komunikacyjnym telemechaniki, a urządzeniami łączności. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i edycji schematu sieci oraz wypełnienie bazy telemechaniki w systemie SCADA. Protokół transmisji – DNP 3.0.
5. Rozruch i funkcjonalne sprawdzenie całego układu telemechaniki.
6. Dokumentację oraz listę sygnalizacji, sterowań i pomiarów w formacie programu MS Excel należy uzgodnić i przekazać do Wydziału Telemechaniki jako podstawę do prac uruchomieniowych i sprawdzeń. Wzór listy zostanie przekazany przez Wydział Telemechaniki (Warszawa, ul. Marsa 95, budynek „H” pok. 138).

### Należy zrealizować telemechanikę w zakresie:

- telesygnalizacji położenia łączników SN,
- telesygnalizacji położenia łączników SN i nN w polach z generacją,
- telesygnalizacji zakłóceń w napędach łączników, sterowniku telemechaniki, zasilaczu, baterii akumulatorów,
- telesygnalizacji zdarzeń zabezpieczeń,
- telesterowania łącznikami SN i nN w polach z generacją, kasowania zabezpieczeń,
- telepomiarów: 3 prądów fazowych, 3 napięć fazowych, 3 napięć międzyfazowych, mocy czynnej i biernej, prądu 3Io, częstotliwości, współczynnika  $\text{tg}(\varphi)$ , siły sygnału GSM w dB i w procentach.



Szczegółowa lista sygnałów sterowań i pomiarów:

L.p.	Dwustany
1	pole linii - Wyłącznik SN załączony
2	pole linii - Wyłącznik SN wyłączony
3	pole linii - Odłącznik szynowy zamknięty
4	pole linii - Odłącznik szynowy otwarty
5	pole linii - Uziemnik zamknięty
6	pole linii - Uziemnik otwarty
7	pole TR - Rozłącznik SN załączony
8	pole TR - Rozłącznik SN wyłączony
9	pole TR - Uziemnik zamknięty
10	pole TR - Uziemnik otwarty
11	pole PN - Rozłącznik SN załączony
12	pole PN - Rozłącznik SN wyłączony
13	pole PN - Uziemnik zamknięty
14	pole PN - Uziemnik otwarty
15	Wyłącznik sprzęgający nN załączony
16	Wyłącznik sprzęgający nN wyłączony
17	Zadziałanie zab. I>
18	Zadziałanie zab. I>>
19	Zadziałanie zab. Yo>
20	Zadziałanie zab. Go>
21	Zadziałanie zab. f>
22	Zadziałanie zab. f<
23	Zadziałanie zab. df/dt
24	Zadziałanie zab. U>
25	Zadziałanie zab. U<
26	Zadziałanie zab. Uo>
27	Zanik napięcia sygnalizacyjnego
28	Brak ciągłości obwodu OW
29	Rozbrojenie Napędu wyłącznika
30	Zadziałanie zabezpieczenia obw. 100V
31	Zadziałanie zabezpieczenia obw. 3Uo
32	Siłownia nN - Alarm
33	Zerwanie transmisji z obiektem
	<b>Sterowania</b>
1	Polecenie załączenia wyłącznika SN
2	Polecenie wyłączenia wyłącznika SN
3	Polecenie załączenia wyłącznika nN
4	Polecenie wyłączenia wyłącznika nN
5	Polecenie skasowania sygnalizacji sterownika pola
	<b>Pomiary</b>
1	Prąd fazy L1 A
2	Prąd fazy L2 A
3	Prąd fazy L3 A

4	Napięcie UL1 kV
5	Napięcie UL2 kV
6	Napięcie UL3 kV
7	Napięcie UL12 kV
8	Napięcie UL23 kV
9	Napięcie UL31 kV
10	Napięcie 3Uo kV
11	Moc P kW
12	Moc Q kVar
13	Częstotliwość Hz
14	Jakość sygnału GSM (dBm)
15	Siła sygnału GSM w skali <0, 5> (5 kresek)

#### **Wymagania dotyczące sterownika obiektowego.**

Mikroprocesorowy sterownik obiektowy skonfigurowany dla układu obiektu, dostosowany do współpracy z systemem dyspozytorskim w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa. W związku z koniecznością zapewnienia przejrzystości sygnalizacji w ramach obiektu, oraz konieczności rozdzielania funkcji zabezpieczeniowych i telemechanicznych urządzeń, należy zastosować niezależny moduł telemechaniki pełniący funkcję sterownika telemechaniki, koncentratora danych, konwertera protokołów oraz modemu GPRS.

System musi zapewniać synchronizację zegara czasu rzeczywistego z dyspozytorskiego systemu nadrzędnego. Zdarzenia muszą być opatrzone cechą czasu. Wzorcowanie czasu powinno odbywać się na obiekcie sygnałem z systemu nadrzędnego.

Wymagana rozdzielczość czasowa zdarzeń nie może być gorsza od 10ms, wskazana jest 1ms.

#### **Wymagania odnośnie przetwarzania binarnych sygnałów jedno i dwubitowych oraz pomiarów.**

1. Identyfikacja sygnałów binarnych z eliminacją efektu „wibracji styków”.
2. Uwzględnienie nastawialnych progów napięciowych identyfikacji sygnału binarnego (realizowanych programowo lub sprzętowo).
3. Przyporządkowanie sygnałom binarnym cechy czasu T na poziomie sterownika pola, w chwili powstania sygnału, z zachowaniem wymaganej rozdzielczości czasowej.
4. Rozróżnianie stanu przejściowego i zakłóceniewego łączników z wykorzystaniem sygnalizacji dwubitowej tzn. „0,0” dla stanu przejściowego łącznika, „1,1” dla stanu zakłóceniewego łącznika. Nastawienie czasu trwania stanu przejściowego z tym, że nastawiana wartość musi być nie krótsza od najdłuższego czasu trwania zamykania/otwierania danego typu łącznika.
5. Przypisywanie cechy czasu pomiarom na poziomie sterownika pola w chwili wykonania pomiaru z zachowaniem wymaganej rozdzielczości czasowej.

- II. Wymagania techniczne w zakresie automatyki i zabezpieczeń oraz telemechaniki dotyczące stacji 110/15 kV i rozdzielni SN/SN z liniami odpływowymi 15 kV, do których zostaną przyłączone źródła wytwórcze.

**A. Automatyka i zabezpieczenia.**

1. W zakresie zabezpieczeń w polu 15 kV linii odpływowej z przyłączonym źródłem wytwórczym należy zainstalować zespół zabezpieczeń realizujący funkcje pola liniowego z jednostką wytwórczą i dostosować go wraz z obwodami pomocniczymi do realizacji następujących funkcji EAZ:
  - zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej,
  - zabezpieczenie zwarciovo-prądowe z krótką zwłoką czasową,
  - zabezpieczenie ziemnozwarciowe – admitancyjne zwłoczne,
  - zabezpieczenie ziemnozwarciowe – konduktancyjne zwłoczne,
  - zabezpieczenie podczęstotliwościowe ( $f <$ ) i nadczęstotliwościowe ( $f >$ ) z kryterium  $df/dt$ ,
  - zabezpieczenie nadnapięciowe ( $U >$ ) i podnapięciowe ( $U <$ ),
  - realizacja automatyki SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli linia SN jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa.
  - blokada załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia wstecznego na linii SN,
  - układ kontroli synchronizmu przy załączeniu linii będącej pod napięciem,
  - współpraca z zabezpieczeniem szyn zbiorczych ZS oraz układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej LRW,
  - wyłączenie przy działaniu automatyki SZR 15 kV.Pole 15 kV linii z źródłem wytwórczym powinno być wyłączane po zadziałaniu układów ZS, LRW lub SZR.
2. Pole 15 kV linii odpływowej z przyłączonym źródłem wytwórczym należy wyposażać w przekładniki napięciowe przyłączone od strony linii SN, przeznaczone do zabezpieczeń napięciowych i częstotliwościowych w polu oraz do układu blokady załączenia wyłącznika i kontroli synchronizmu w przypadku obecności napięcia wstecznego na linii.
3. Obwody sterownicze w polach zasilających (transformatorów mocy), w polu łącznika szyn oraz w układzie SZR należy dostosować do współpracy z polem liniowym z przyłączonym źródłem wytwórczym w zakresie szybkiego wyłączania przy zadziałaniu układów ZS, LRW i SZR.
4. Pola transformatorów mocy i łącznika szyn posiadające obecnie zabezpieczenia analogowe lub elektromechaniczne należy wyposażać w nowe zabezpieczenia cyfrowe pełniące jednocześnie funkcje sterowników polowych.
5. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
6. Dokumentacja projektowa powinna zawierać: opis projektowanej aparatury i obwodów, schematy ideowe oraz montażowe pola w zakresie obwodów pierwotnych i wtórnych. Schematy montażowe powinny być opracowane z trybie graficznym (nie tabelarycznym).
7. Dokumentację projektową w zakresie obwodów wtórnych należy uzgodnić w Wydziale Zabezpieczeń i Automatyki PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.

**B. Telemechanika.**

W zakresie telemechaniki w polu 15 kV linii odpływowej z przyłączonym źródłem wytwórczym należy dostosować obwody telemechaniki do projektowanych zmian w obwodach pierwotnych, wtórnych oraz funkcji zabezpieczeniowych sterownika danego pola oraz pól powiązanych obwodami wtórnymi stacji. Dokumentacja projektowa w zakresie telemechaniki powinna zawierać: opis projektowanej aparatury i obwodów, schematy ideowe oraz montażowe pola w zakresie obwodów telemechaniki, listy sygnałów, sterowań i pomiarów. Schematy montażowe powinny być opracowane z trybie graficznym (nie tabelarycznym). Dokumentację oraz listę sygnalizacji, sterowań i pomiarów w formacie programu MS Excel należy uzgodnić i przekazać do Wydziału Telemechaniki jako podstawę do prac uruchomieniowych i sprawdzić.



### III. Wymagania techniczne w zakresie telemechaniki dotyczące zdalnie sterowanych łączników SN do których zostaną przyłączone źródła wytwórcze.

Należy zaprojektować i wykonać system zdalnego sterowania i nadzoru łącznika SN w oparciu o mikroprocesorowy sterownik obiektowy współpracujący z zainstalowanym w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa systemem zdalnego sterowania i nadzoru.

#### Zakres prac do wykonania:

1. Dostawa, montaż, zaprogramowanie i uruchomienie sterownika obiektowego telemechaniki, wyposażonego w zasilanie akumulatorowe, pozwalające na pracę autonomiczną bez zasilania sieciowego.
2. Opracowanie i uzgodnienie dokumentacji projektowej (1 komplet oraz wersja elektroniczna na CD w formacie AutoCAD) oraz powykonawczej (3 komplety oraz edytowalna wersja elektroniczna w formacie AutoCAD) w zakresie telemechaniki i urządzeń łączności. Dokumentacja projektowa powinna zawierać schematy ideowe i montażowe, powiązania aparatury.
3. Łączność – transmisja z wykorzystaniem bezprzewodowej cyfrowej łączności radiowej, GPRS (APN). Zakup, montaż i uruchomienie niezbędnych urządzeń łączności. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i połączeń pomiędzy sterownikiem obiektowym i komunikacyjnym telemechaniki, a urządzeniami łączności. Wykonanie niezbędnych konfiguracji i edycji schematu sieci oraz wypełnienie bazy telemechaniki w systemie SCADA. Protokół transmisji – DNP 3.0.
4. Rozruch i funkcjonalne sprawdzenie całego układu telemechaniki.
5. Dokumentację oraz listę sygnalizacji, sterowań i pomiarów w formacie programu MS Excel należy uzgodnić i przekazać do Wydziału Telemechaniki jako podstawę do prac uruchomieniowych i sprawdzeń. Wzór listy zostanie przekazany przez Wydział Telemechaniki (Warszawa, ul. Marsa 95, budynek „H” pok. 138).

#### Należy zrealizować telemechanikę w zakresie:

- telesygnalizacji położenia łączników SN,
- telesygnalizacji zakłóceń w napędzie rozłącznika, sterownika telemechaniki, zasilacza, baterii akumulatorów,
- telesterowania łącznikami SN,
- telepomiarów: napięcia akumulatorów, temperatury w szafce sterownika obiektowego.

#### Wymagania dotyczące sterownika obiektowego.

Mikroprocesorowy sterownik obiektowy skonfigurowany dla układu obiektu, dostosowany do współpracy z systemem dyspozytorskim w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa. System musi zapewniać synchronizację zegara czasu rzeczywistego z dyspozytorskiego systemu nadrzędnego. Zdarzenia muszą być opatrzone cechą czasu. Wzorcowanie czasu powinno odbywać się na obiekcie sygnałem z systemu nadrzędnego.

Wymagana rozdzielczość czasowa zdarzeń nie może być gorsza od 10ms, wskazana jest 1ms.

#### Wymagania odnośnie przetwarzania binarnych sygnałów jedno i dwubitowych oraz pomiarów.

1. Identyfikacja sygnałów binarnych z eliminacją efektu „wibracji styków”.
2. Uwzględnienie nastawialnych progów napięciowych identyfikacji sygnału binarnego (realizowanych programowo lub sprzętowo).
3. Przyporządkowanie sygnałom binarnym cechy czasu T na poziomie sterownika pola, w chwili powstania sygnału, z zachowaniem wymaganej rozdzielczości czasowej.
4. Rozróżnianie stanu przejściowego i zakłóceniewego łączników z wykorzystaniem sygnalizacji dwubitowej tzn. „0,0” dla stanu przejściowego łącznika, „1,1” dla stanu zakłóceniewego łącznika.

Nastawienie czasu trwania stanu przejściowego z tym, że nastawiana wartość musi być nie krótsza od najdłuższego czasu trwania zamykania/otwierania danego typu łącznika.

5. Przypisywanie cechy czasu pomiarom na poziomie sterownika pola w chwili wykonania pomiaru z zachowaniem wymaganej rozdzielczości czasowej.

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Wydział Zabezpieczeń i Automatyki  
Kierownik  
Paweł Dańczuk

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Wydział Zabezpieczeń i Automatyki  
Specjalista ds. Automatyki i Zabezpieczeń  
Robert Tomaszewski

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Wydział Telemechaniki  
Kierownik  
Andrzej Petrykowski

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Wydział Telemechaniki  
Mistrz ds. Telemechaniki  
Grzegorz Rozbicki

**Harmonogram przyłączenia z dnia 28-07-2021 r.  
do warunków przyłączenia i umowy**


**1. Dotyczy**

Nr Kontrahenta PNO:	0062591
Nr warunków przyłączenia:	21-G0/WP/00358
Nr umowy o przyłączenie	21-G0/UP/00358
Podmiot Przyłączany:	Miasto Maków Mazowiecki
Obiekt:	Zakład wytwarzania energii – moduł parku energii nazywanym i oznaczanym dalej: farma fotowoltaiczna PV MMM Maków Mazowiecki 1
Lokalizacja:	Gmina: Maków Mazowiecki Miejscowość: Maków Mazowiecki Nr działki: 203

**2. Harmonogram realizacji przyłączenia**

Lp.	Etap realizacji	Termin realizacji
1.	Prace projektowe	Do 6 miesięcy przed terminem przyłączenia
2.	Dostarczenie do PGE Dystrybucja S.A. prawomocnej decyzji pozwolenia na budowę obiektu wymienionego w tytule umowy, lub innego dokumentu wymaganego ustawą Prawo budowlane	Do 6 miesięcy przed terminem przyłączenia
3.	Realizacja robót budowlanych i odbiór robót	Do 14 dni przed terminem przyłączenia
4.	Zgłoszenie gotowości instalacji Podmiotu przyłączanego do przyłączenia	Do terminu przyłączenia
5.	Zawarcie umowy kompleksowej lub dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej.	Do 30 dni od wydania dokumentu „Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów technicznych dostaw.”
6.	Termin przyłączenia	28-01-2023
7.	Termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w instalacji	27-02-2023

**Sporządził:**

  
Specjalista ds. Przyłączeń  
Rafał Micrzejewski

**Zatwierdził:**

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Dział Przyłączeń  
  
Kierownik  
Piotr Proniewicz