

**Warunki przyłączenia nr 23-10/WP/00207/1 dla Podmiotu II grupy przyłączeniowej  
do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV**

**Nazwa obiektu przyłączanego do sieci:** Centrum Przetwarzania Danych Książówola 110 kV - zasilanie rezerwowe  
**Lokalizacja:** gmina Tarczyn, miejscowość Książówola, nr dz. 1

*Na podstawie Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 819), w odpowiedzi na pismo o zmianę warunków przyłączenia złożone w dniu 23-08-2024, zmieniając warunki przyłączenia z dnia 31-07-2024r, określa się następujące warunki przyłączenia:*

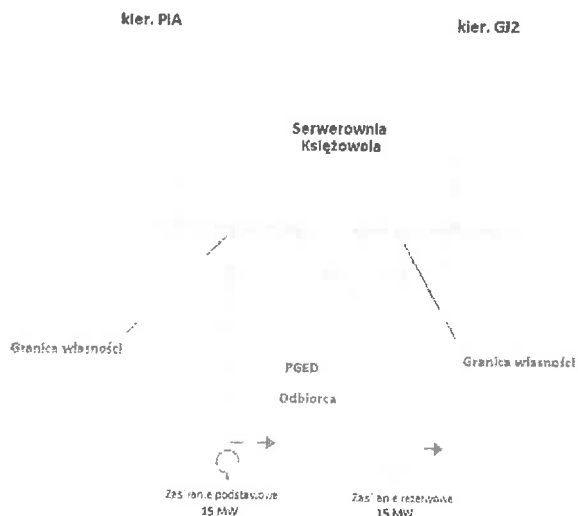
- 1 Miejsce przyłączenia: linia WN relacji Piaseczno - Grójec 2.
- 2 Miejsce dostarczania energii elektrycznej stanowiące jednocześnie miejsce rozgraniczenia własności sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i instalacji Podmiotu Przyłączanego: zaciski prądowe odgałęźne od mostu szynowego rozdzielni 110 kV PGE Dystrybucja S.A. w kierunku pola transformatorowego 110kV Podmiotu Przyłączanego.
- 3 Moc przyłączeniowa: 15000 kW – zasilanie rezerwowe.
- 4 Rodzaj przyłącza: napowietrzne.
- 5 Zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem:
  - 5.1 W pobliżu linii 110 kV Piaseczno – Grójec 2 wybudować dwusekcyjną 3-polową napowietrzną rozdzielnię 110 kV Książówola, w tym: 2 pola zasilające, 1 pole łącznika szyn, nastawnię i rozdzielnię potrzeb własnych.
  - 5.2 Dla zasilenia rozdzielni potrzeb własnych wybudować stację transformatorową 15/0,4 kV zasiloną linią kablową 15 kV od istniejącej linii 15 kV.
  - 5.3 Wybudować dwie linie 110 kV wraz z traktem światłowodowym (do połączenia z przewodami OPGW) od miejsca rozcięcia linii 110 kV Piaseczno – Grójec 2 do projektowanej rozdzielni 110 kV Książówola.
  - 5.4 Pola liniowe rozdzielni 110 kV wyposażać w kompletną aparaturę pierwotną i wtórną tj.: wyłącznik, odłącznik szynowy z uzmiennikiem, odłącznik liniowy z dwoma uzmiennikami, ograniczniki przepięć, przekładniki prądowe i napięciowe oraz bilansujący układ pomiarowy ze zdalną transmisją danych zgodnie z IRIESD.
  - 5.5 Pole łącznika szyn 110 kV wyposażać w aparaturę pierwotną i wtórną tj. wyłącznik, przekładniki prądowe i napięciowe, dwa odłączniki szynowe z uzmiennikami zgodnie z IRIESD.
  - 5.6 Wykonać wymagane zabezpieczenia linii 110 kV wraz z konieczną automatyką zabezpieczeniową (wykonać nowe i dostosować istniejącą automatykę zabezpieczeniową do nowych warunków pracy) zgodnie z IRIESD.
  - 5.7 Rozdzielnię sieciową 110 kV Książówola wyposażać w zespół zabezpieczenia szyn zbiorczych oraz w układ lokalnego rezerwowania wyłączników.
  - 5.8 Wykonać pełną telemechanikę i system do przesyłu danych zgodny ze standardem uzgodnionym i zweryfikowanym w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa i Oddział Skarżysko-Kamienna:
    - system do przesyłu danych zgodny ze standardem DNP 3.0 uzgodnionym i zweryfikowanym w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa oraz Oddział Skarżysko-Kamienna do węzła telemechaniki wraz z niezbędną rekonfiguracją Systemu Nadzoru Dyspozytorskiego MIKRONIKA SYNDIS RV (Oddział Warszawa) oraz Systemu Nadzoru Dyspozytorskiego SCADA (Oddział Skarżysko-Kamienna), dane przesyłane niezależnymi drogami, (kanały o przepustowości min. 9600 b/s, kanał podstawowy – światłowód, kanał rezerwowy – modem GPRS/APN), w zakresie zgodnym z IRIESD,
    - należy przewidzieć wykonanie edycji schematu stacji w systemie dyspozytorskim zainstalowanym w odpowiednich CD obsługujących dany obszar PGE Dystrybucja S.A. oraz OCD Rembertów obsługującym daną stację, wykonanie konfiguracji i parametryzacji serwerów oraz komputerów komunikacyjnych, uruchomienie łącza komunikacyjnego sterownika obiektowego na stacji z wirtualnym koncentratorem komunikacyjnym w CD (RE Konstancin-Jeziorna) obsługującym daną stację (protokół DNP-3.0),
    - wykonanie i uzgodnienie dokumentacji projektowej oraz wykonanie dokumentacji powykonawczej w zakresie telemechaniki,

- listę sygnalizacji, sterowań i pomiarów w formacie programu MS Excel należy uzgodnić i przekazać do Wydziału Telemechaniki Oddział Warszawa i Oddział Skarżysko-Kamienna jako podstawę do prac uruchomieniowych i sprawdzeń,
  - zakres przesyłanych danych z obiektu:
    - telesygnalizacja stanu położenia łączników 110 kV,
    - telesygnalizacja stanu pracy automatów stacyjnych,
    - telesygnalizacja działania zabezpieczeń i automatów w stacji,
    - telesygnalizacja zakłóceń w stacji,
    - telesterowania łącznikami i automatami stacyjnymi,
    - telepomiarów w polach WN: 3 prądów fazowych, 3 napięć fazowych, 3 napięć międzyfazowych, mocy czynnej i biernej, częstotliwości, współczynnika  $\cos(\phi)$ ,
    - system umożliwiający transmisję danych „on-line” do dwóch systemów SCADA (podstawowego i rezerwowego) w PSE S.A. Wymianę danych on-line między Podmiotem Przyłączanym a OSP-zrealizować na zasadzie retransmisji danych do OSP pozyskanych przez OSD z wykorzystaniem powiązania międzyoperatorskiego (OSD-OSP) działającego w protokole ICCP-TASE2. Zakres wymienianych danych podlega uzgodnieniu z OSP za pośrednictwem OSD.
- 5.9. Zastosować pomiar kontrolny w obu polach liniowych 110 kV: zastosować licznik o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla energii czynnej oraz 0,5S dla energii biernej oraz przekładniki prądowe o klasie nie gorszej niż 0,2S i napięciowe o klasie nie gorszej niż 0.2 z odpowiednią ilością uzwojeń. Aparaturę wtórną dostarcza PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
- 5.10. Wprowadzić podział na linii 110 kV Dobieszyn – Białobrzegi w stanach awaryjnych, w których występuje zagrożenie przeciążeniem linii 110 kV Kozienice – Dobieszyn.
- 5.11. Wprowadzić podział na linii 110 kV Koluszki – Odlewnia w stanach awaryjnych, w których występuje zagrożenie przeciążeniem linii 110 kV ciągu Janów – Brzeziny – Koluszki – Odlewnia.
- 6 Wymagania w zakresie budowy instalacji Podmiotu Przyłączanego:
- 6.1 Wybudować stację transformatorową 110/SN KCPD Książówola z transformatorem wg dokumentacji technicznej, z wyłącznikiem 110kV z pełną automatyką zabezpieczeniową zlokalizowanym w polu liniowym zasilającym, wyposażoną w układ telemechaniki i transmisji danych,
- 6.2 Pole transformatorowe 110 kV zasilć mostem szynowym odgałęzionym od mostu szynowego w rozdzielni 110 kV PGE Dystrybucja S.A.
- 6.3 Zastosować blokady od możliwości połączenia linii zasilających do pracy równoległej. Brak możliwości sprzęgania sekcji w projektowanej rozdzielni 110 kV Książówola (przy jednoczesnej pracy zasilania podstawowego i rezerwowego) poprzez stację podmiotu przyłączanego.
- 6.4 Wprowadzenie uzgodnionych nastawień musi zostać potwierdzone przez przekazanie do PSE S.A. w Warszawie za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. zatwierdzonych kart nastaw. Każda kolejna zmiana nastaw wymaga ponownego uzgodnienia z PSE S.A. i PGE Dystrybucja S.A. oraz przesłania uzgodnionych, zatwierdzonych i aktualnych kart nastaw.
- 6.5 Wykonanie 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.
7. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego: stacja transformatorowa WN/SN - pole transformatorowe po stronie WN.
8. Wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego:
- 8.1. Należy wybudować układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A, podstawowy i rezerwowo zgodnie z wymaganiami określonymi w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022r. w sprawie systemu pomiarowego oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz załącznika nr 1 do niniejszych warunków.
- 8.2. Szczegóły techniczne rozwiązań zastosowanych w projekcie w zakresie obwodów pierwotnych, wtórnych i pomocniczych, rodzaje, typy i funkcjonalność zastosowanych urządzeń układów pomiarowo-rozliczeniowych należy uzgodnić w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
- 8.3. Dokumentację projektową w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, obejmującą wszelkie aspekty lokalizacji urządzeń w sieci i instalacji elektroenergetycznej oraz w zabudowaniach stacji, doboru i sprawdzenia doboru urządzeń, połączeń między nimi oraz warunków ich pracy należy wykonać w oddzielnym tomie i uzgodnić w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa.
9. Rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego: wg dokumentacji technicznej.
10. Do obliczeń przyjąć:
- 10.1. Sieć 110 kV pracuje w układzie z uziemionym punktem gwiazdowym.
- 10.2. Prąd zwarć wielofazowych 15,5 kA (Piaseczno), 6,2 kA (Grójec 2) przy czasie  $t = 1,00$  s w miejscu Stacja WN/SN - napięcie górne.
- 10.3. Prąd ziemnozwarciowy 16,5 kA (Piaseczno), 4,0 kA (Grójec) przy czasie  $t = 1,00$  s trwania zwarcia.

11. Jako system dodatkowej ochrony od porażeń przyjąć uziemianie w sieci SN.
12. Wymagany stosunek poboru energii biernej do czynnej w miejscu dostarczania nie może być większy niż  $\tan \phi = 0,4$ .
13. Poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej w sieci mieści się w granicach przywołanego wyżej Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska.
14. Dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy: napięcie znamionowe sieci 110 kV.
15. Niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej:
  - 15.1. W polu linii 110kV projektowanej stacji należy zastosować zabezpieczenia:
    - 15.1.1. W każdym polu należy zainstalować dwa identyczne komplety zabezpieczeń, swobodnie konfigurowalnych, pełniące funkcje sterownika polowego, 5 strefowego zabezpieczenia odległościowego z funkcją współbieżnienia, zabezpieczenia różnicowego linii oraz 2 stopniowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego.
    - 15.1.2. Dla zabezpieczeń należy zapewnić realizację funkcji i automatyk: rejestratora zakłóceń, rejestratora zdarzeń, synchronicznego załączenia pola, lokalizatora miejsca zwarcia, załączenia na zwarcie, kontroli obwodów prądowych, napięciowych, cewki załączającej i wyłączających oraz automatyk SPZ i LRW pola liniowego.
    - 15.1.3. Projektowane zabezpieczenia powinny być wyposażone w atestowane zaciski przyłączeniowe obwodów pomiarowych, sterowniczych i sygnalizacyjnych.
    - 15.1.4. Zabezpieczenia należy wyposażyć w możliwość zdalnej zmiany nastaw, edycji konfiguracji oraz podglądu stanu wejść i wyjść, funkcji pomiarowych, zabezpieczeniowych i sterowniczych w czasie rzeczywistym poprzez łącze inżynierskie zrealizowane za pomocą interfejsu Ethernet w protokole IEC 61850 oraz komunikacji i realizacji poleceń z systemem sterowania i nadzoru za pomocą interfejsu światłowodowego szklanego w protokole IEC103.
    - 15.1.5. Zabezpieczenia należy wyposażyć w możliwość bezpośredniej komunikacji z zabezpieczeniem różnicowym i odległościowym zainstalowanym na drugim końcu linii.
    - 15.1.6. Zabezpieczenia powinny posiadać wyświetlacz ciekłokrystaliczny umożliwiający jednoczesną prezentację synoptyki pola i wybranych pomiarów oraz możliwość sterowania łącznikami i automatykami za pomocą fizycznych przycisków na panelu urządzenia.
    - 15.1.7. W polach linii należy wydzielić dwa obwody sterownicze, zrealizować obwody Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej oraz obwody telemechaniki
  - 15.2. W polu łącznika Szyn 110kV projektowanej stacji należy zastosować zabezpieczenia:
    - 15.2.1. W polu łącznika szyn 110kV należy zainstalować cyfrowe zabezpieczenie rozcinające, mogące zastąpić zabezpieczenie odległościowe w polu linii 110kV,
    - 15.2.2. W polu łącznika szyn 110kV zainstalować zabezpieczenie nadprądowe z funkcją sterownika pola, mogące zastąpić zabezpieczenie rezerwowe ziemnozwarciowe w polu linii 110kV.
    - 15.2.3. Dla zabezpieczeń należy zastosować przełącznik wielopozycyjny zainstalowany na elewacji pola pozwalający na zmianę banków nastaw zabezpieczeń w celu wybrania trybu pracy lub realizacji funkcji rezerwacji zabezpieczeń wybranego pola liniowego.
    - 15.2.4. Dla zabezpieczeń należy zapewnić realizację funkcji i automatyk: rejestratora zakłóceń, rejestratora zdarzeń, synchronicznego załączenia pola, lokalizatora miejsca zwarcia, załączenia na zwarcie, kontroli obwodów prądowych, napięciowych, cewki załączającej i wyłączających oraz automatyk SPZ i LRW pola łącznika szyn.
    - 15.2.5. Projektowane zabezpieczenia powinny być wyposażone w atestowane zaciski przyłączeniowe obwodów pomiarowych, sterowniczych i sygnalizacyjnych.
    - 15.2.6. Zabezpieczenia należy wyposażyć w możliwość zdalnej zmiany nastaw, edycji konfiguracji oraz podglądu stanu wejść i wyjść funkcji pomiarowych, zabezpieczeniowych i sterowniczych w czasie rzeczywistym poprzez łącze inżynierskie zrealizowane za pomocą interfejsu Ethernet w protokole IEC 61850 oraz komunikacji i realizacji poleceń z systemem sterowania i nadzoru za pomocą interfejsu światłowodowego szklanego w protokole IEC103.
    - 15.2.7. Zabezpieczenia powinny posiadać wyświetlacz ciekłokrystaliczny umożliwiający jednoczesną prezentację synoptyki pola i wybranych pomiarów oraz możliwość sterowania łącznikami i automatykami za pomocą fizycznych przycisków na panelu urządzenia.
    - 15.2.8. W polu łącznika szyn należy wydzielić dwa obwody sterownicze, zrealizować obwody Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej oraz obwody telemechaniki
- 15.3. Rozdzielne 110kV należy wyposażyć w układ Zabezpieczenia Szyn spełniający wymagania:
  - 15.3.1. Należy zastosować przełącznik swobodnie konfigurowalny pełniący funkcję różnicowego Zabezpieczenia Szyn Zbiorczych oraz automatyki Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej.
  - 15.3.2. Zabezpieczenie powinno posiadać wyświetlacz ciekłokrystaliczny umożliwiający jednoczesną prezentację schematu stacji ze stanem wyłączników 110kV, wybranych pomiarów oraz możliwość sterowania funkcjami przełącznika za pomocą fizycznych przycisków na panelu urządzenia.
  - 15.3.3. Dla zabezpieczenia należy zapewnić realizację funkcji: rejestratora zakłóceń, rejestratora zdarzeń, kontroli obwodów prądowych pola Zabezpieczenia Szyn.
  - 15.3.4. Projektowane zabezpieczenia powinny być wyposażone w atestowane zaciski przyłączeniowe obwodów pomiarowych, sterowniczych i sygnalizacyjnych.

- 15.3.5. Zabezpieczenia należy wyposażyć w możliwość zdalnej zmiany nastaw, edycji konfiguracji oraz podglądu stanu wejść i wyjść, funkcji pomiarowych, zabezpieczeniowych i sterowniczych w czasie rzeczywistym poprzez łącze inżynierskie zrealizowane za pomocą interfejsu Ethernet w protokole IEC 61850 oraz komunikacji i realizacji poleceń z systemem sterowania i nadzoru za pomocą interfejsu światłowodowego szklanego w protokole IEC103.
- 15.4. W polu Transformatorów 110kV projektowanej stacji należy zastosować zabezpieczenia:
- 15.4.1. W polach Transformatorów 110kV należy zainstalować cyfrowe zabezpieczenie różnicowe transformatora, zabezpieczenie nadprądowe dwustopniowe, współpracujące z zabezpieczeniami fabrycznymi transformatora.
- 15.4.2. Dla zabezpieczeń należy zapewnić realizację funkcji i automatyk: rejestratora zakłóceń, rejestratora zdarzeń, synchronicznego załączenia pola, kontroli obwodów prądowych, Zabezpieczenia Szyn oraz automatyki LRW.
- 15.4.3. W polach transformatorów należy, zrealizować obwody Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej, zabezpieczenia szyn 110kV oraz obwody telesygnalizacji.
- 15.5. W rozdzielni 110kV należy zainstalować układ automatyki SZR 110kV mogący realizować automatykę SZR typu sieciowego i stacyjnego w polu łącznika szyn 110kV lub polu linii 110kV.
- 15.6. Wszystkie pola rozdzielni 110kV należy wyposażyć w mierniki cyfrowe w zakresie pomiaru prądu, napięcia, mocy czynnej i biernej.
- 15.7. Rozdzielnię 110kV należy wyposażyć w pełny układ Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej – LRW 110kV działający w oparciu o kryteria prądowe i wyłącznikowe, Układ scentralizowany, zaimplementowany w przekaźniku realizującym Zabezpieczenie Szyn Zbiorniczych 110kV.
- 15.8. Rozdzielnie średniego napięcia należy wyposażyć w przekaźniki realizujące funkcję samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) spełniające wymagania zawarte w IRIESP i kodeksach sieciowych NC ER oraz posiadać świadectwo badania typu przekaźnika przez niezależną jednostkę badawczą posiadającą odpowiedni zakres akredytacji, potwierdzające spełnianie wymagań zawartych w „Programie ramowym testu zgodności w zakresie automatyki SCO” PSE S.A.
- 15.9. Nastawienia zabezpieczeń powinny spełniać szczegółowe wymagania określone w IRIESP oraz powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej. Nastawy zabezpieczeń muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej stacji.
- 15.10. W nowoprojektowanej stacji należy zastosować blokadę spięcia pól zasilających odbiorcę po stronie 110kV do pracy równoległej.
- 15.11. Wszystkie zastosowane urządzenia powinny być zgodne z wymogami WBSE oraz posiadać badania typu. Badania typu - muszą być wykonane w niezależnych, odpowiednio wyposażonych laboratoriach, posiadających akredytację laboratorium badawczego w zakresie norm związanych z specyfikowanymi typami urządzeń w oparciu o normę ISO 17025.
16. Wymagania w zakresie:
- 16.1. Przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych: Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać wymagania określone w pkt. 8.
- 16.2. Zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci Podmiotu Przyłączanego: zastosować odpowiednie środki uniemożliwiające przenoszenie zakłóceń na sieć PGE Dystrybucja S.A.,
- 16.3. Wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie: zgodnie z dokumentacją projektową.
- 16.4. Wszelkie prace powinny wykonać osoby posiadające odpowiednie uprawnienia i kwalifikacje do prowadzenia robót elektrycznych.
17. Podmiot Przyłączany opracuje i uzgodni z PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa, w terminie do dnia przyłączenia, Instrukcję współpracy ruchowej.
18. Informacje dodatkowe:
- 18.1. warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich doręczenia.
- 18.2. realizacja inwestycji związanych z przyłączaniem obiektu Podmiotu Przyłączanego będzie dokonywana na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Realizacja warunków przyłączenia (w tym rozpoczęcie prac projektowych) wymaga podpisania w okresie ważności warunków przyłączenia umowy o przyłączenie.
19. Uwagi dodatkowe:
- 19.1. PGE Dystrybucja S.A. zastrzega sobie prawo zmiany zakresu rzeczowego prac, wynikających ze zmian stanu sieci i jej konfiguracji lub utrudnień w budowie urządzeń.
- 19.2. Zmiany wpływające na zwiększenie opłaty za przyłączenie wymagają akceptacji Podmiotu Przyłączanego oraz zmiany umowy o przyłączenie.

- 19.3. Wnioskodawca opracuje i uzgodni w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa dokumentację projektową zasilania obiektu w zakresie urządzeń pozostających na majątku odbiorcy. Informacji w zakresie układu zasilania (w tym schematu stacji) udziela: Wydział Przyłączania i Rozwoju - Piotr Proniewicz, tel. 22 512-13-95, w zakresie automatyki i zabezpieczeń: Wydział Zabezpieczeń i Automatyki - Paweł Dańczuk, tel. 22 512-13-04, w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej: Wydział Układów Pomiarowych - Dariusz Skuba, tel. 22 738-24-33, w zakresie układów telemechaniki: Wydział Telemechaniki - Andrzej Petrykowski, tel. 22 512-12-21, w zakresie transmisji danych i traktu światłowodowego: Wydział Łączności - Mirosław Maliszewski, tel. 22 512-12-41.
- 19.4. Minimalna moc wymagana dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej 15000 kW.
- 19.5. Do czasu rozbudowy oraz modernizacji sieci elektroenergetycznej zidentyfikowanej w ekspertyzie wpływu przyłączenia, PSE S.A. będą uprawnione do wydawania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej pobieranej przez Podmiot Przyłączany z sieci PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa, która z kolei będzie uprawniona do wydania poleceń zmniejszenia mocy elektrycznej pobieranej.
- 19.6. Do czasu rozbudowy oraz modernizacji sieci elektroenergetycznej zidentyfikowanej w ekspertyzie wpływu przyłączenia, mogą wystąpić warunki systemowe, w których OSP lub OSD, będąc ustawowo odpowiedzialnym za zachowanie niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, będzie miał prawo ograniczyć lub wstrzymać dostarczanie do niej mocy, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu.
- 19.7. Realizację warunków przyłączenia w zakresie Rozdzielni 110kV Księżowola należy skoordynować z realizacją warunków przyłączenia w sprawie nr 23-10/S/00206/1 (przyłączenie zasilania podstawowego).
- 19.8. Schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane:



Warunki przyłączenia opracował:  
Piotr Proniewicz

Warunki przyłączenia zatwierdził.

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Dyrektor Generalny  
Adam Kotchen-Luski

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Wydział Przyłączeń  
Piotr Proniewicz

PGE Dystrybucja S.A.  
Oddział Warszawa  
Departament Przyłączeń i Rozwoju  
Dyrektor  
Marek Brodzicki

**Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych kat. A – dotyczy układów pomiarowo-rozliczeniowych dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do I lub II grupy przyłączeniowej, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci.**

1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą spełniać wymagania określone w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego, w punkcie II.4.7 „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” oraz w „Wytycznych 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. 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 między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

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 muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
5. Liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wielkości mierzonych, zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego. 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) wymagana jest transmisja danych online kanałami komunikacyjnymi o prędkości minimum 9600 b/s.
6. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.
7. Prąd znamionowy strony pierwotnej przekładników prądowych powinien być dostosowany do mocy umownej i mocy przyłączeniowej tak, aby prądy pierwotne, wynikające z mocy umownej i mocy

przyłączeniowej mieścić się w granicach 1-120 % ich prądu znamionowego. W uzasadnionych przypadkach, za zgodą PGE Dystrybucja S.A., dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

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 przekładników, których parametry znamionowe umożliwiają obciążenie strony wtórnej w innym zakresie, obciążenie strony wtórnej należy dobierać do znamionowego zakresu obciążalności przekładników.

8. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.
9. 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.
10. 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.
11. Przekładniki prądowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S.
12. Przekładniki napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2.
13. Liczniki zdalnego odczytu powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej.
14. Wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone powyżej.
15. W zakresie miejsca na instalację oraz w zakresie parametrów znamionowych układu pomiarowo-rozliczeniowego w obwodach wtórnych układu rezerwowego należy przewidzieć możliwość zainstalowania przez PGE Dystrybucja S.A. analizatora jakości energii elektrycznej.

#### **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.
- 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 (analyzera 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 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.**