

Fieldon Investments Sp. z o.o. Gryf Sp. j.

**Wybrzeże Kościuszkowskie 43b
00-347 Warszawa**

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ –
TEKST JEDNOLITY**

WERSJA 2.0.

SPIS TREŚCI

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ – TEKST JEDNOLITY.....	1
I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	4
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF	15
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	65
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	71
V. WSPÓŁPRACA GRYF Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ GRYF A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	82
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF	84
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI	94
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	95
INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	0
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	1
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCYJNYCH Z URD	23
C. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	26
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	38
F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	41
G. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	43
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	44
I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI	49
INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ: Słownik skrótów i definicji.....	51
i. OZNACZENIA SKRÓTÓW	52
ii. POJĘCIA I DEFINICJE	56
Załącznik nr 1 – SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH I PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	76
Załącznik nr 2 – FORMULARZ POWIADOMIENIA GRYF O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY LUB UMOWIE KOMPLEKSOWEJ.....	100
Załącznik nr 3 LISTA KODÓW, KTÓRYMI GRYF INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH	0
Załącznik nr 4 – Karta Aktualizacji	1

Załączniki do IRiESD:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączonych i przyłączanych do sieci dystrybucyjnej
Załącznik nr 2	Formularz powiadomienia Gryf o zawartej umowie sprzedaży lub umowie kompleksowej
Załącznik nr 3	Lista kodów, którymi Gryf informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży oraz umów kompleksowych

Załącznik nr 4	Wzór karty aktualizacji
-------------------	-------------------------

I KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. Fieldon Investments Sp. z o.o. Gryf Sp. j. (zwana dalej „Gryf”) jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESD”) na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 wraz z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne”.
- I.1.2. Gryf pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy Prawo energetyczne – na obszarze następujących gmin i miejscowości:
- Nowe Czarnowo, gmina Gryfino, powiat gryfiński, województwo Zachodniopomorskie.
 - Rożnowo, Lubanowo, Sosnowo, Banie, Kunowo, Parnica, gmina Banie, powiat gryfiński, województwo Zachodniopomorskie.
- I.1.3. Gryf jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną Gryf”), zgodnie z IRiESD.
- I.1.4. IRiESD spełnia w szczególności wymagania:
- a) ustawy Prawo energetyczne oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz.U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94 z późn. zm.),
 - c) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2010 r. Nr 243, poz. 23 z późn. zm.),
 - d) koncesji Gryf na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) decyzją nr DEE/383/64002/W/OŁO/2018/MGG,
 - e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE i opublikowanej w Biuletynie URE,
 - f) decyzji Prezesa URE nr DEE/383/64002/W/OŁO/2018/MGG o wyznaczeniu Gryf operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”),
 - g) taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej Gryf, zwanej dalej „Taryfą”,
 - h) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2021 r., poz. 610 z późn. zmianami),
 - i) ustawy z dniami 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 z

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 4
	Wersja do konsultacji publicznych	

późn. zmianami),

j) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami),

k) zawarte w:

1. rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,b),
2. rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG,
3. rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,
4. rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,
5. rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r.) - SO GL,

6. rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r.) - NC ER. zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.

I.1.5. Uwzględniając warunki określone w IRiESD, Gryf w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

I.1.6. IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych Gryf przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci Gryf, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 5
	Wersja do konsultacji publicznych	

zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,

- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.1.7. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny Gryf, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.8. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego – Gryf,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) Sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej Gryf,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
- 5) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.9. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 6
	Wersja do konsultacji publicznych	

- przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
 - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam, gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
 - 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
 - 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
 - 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 7
	Wersja do konsultacji publicznych	

- uwzględnianie w IRiESD,
- f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
- (i) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi Gryf zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Gryf,
 - (iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
- 11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 13) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
- 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV,
- 16) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.
- I.1.10. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego.
- I.1.11. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt. I.1.10., jest zamieszczony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy Gryf i OSP.
- I.1.12. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz Regulaminem Rynku Mocy (dalej: „RRM”), Gryf jest odpowiedzialny w szczególności za:
- 1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
 - 2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
 - 3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 8
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 4) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
 - 5) współpracę z OSP w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
 - 6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci Gryf i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.
- I.1.13. IRIESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej Gryf,
 - 2) rozwiązanie z Gryf umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą posiadającym zawartą Generalną Umowę dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K).
- I.1.14. Gryf udostępnia do wglądu IRIESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.15. IRIESD jak również wszelkie zmiany IRIESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- I.1.16. IRIESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRIESD lub jej zmiany.
- I.1.17. Data wejścia w życie IRIESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.18. W zależności od potrzeb, Gryf przeprowadza aktualizację IRIESD.
- I.1.19. Zmiana IRIESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRIESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRIESD.
- I.1.20. Każda zmiana IRIESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.21. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- 1) przyczynę aktualizacji IRIESD,
 - 2) zakres aktualizacji IRIESD,
 - 3) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRIESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRIESD, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.
- Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRIESD.
- I.1.22. Proces wprowadzania zmian IRIESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- 1) Gryf opracowuje projekt nowej IRIESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - 2) wraz z projektem nowej IRIESD albo projektem Karty aktualizacji, Gryf publikuje

	IRIESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 9
	Wersja do konsultacji publicznych	

na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

- I.1.23. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.24. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, Gryf:
- 1) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - 2) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - 3) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - 4) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji razem z Raportem z procesu konsultacji.
- I.1.25. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, Gryf publikuje na swojej stronie internetowej. Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednoczonym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, Gryf publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.26. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci Gryf lub korzystający z usług świadczonych przez Gryf, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.1.27. Odpowiedzialność Gryf oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.
- I.1.28. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, Gryf niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowanie tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nim i postanowieniami IRiESD,
 - 2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 10
	Wersja do konsultacji publicznych	

(„umowa dystrybucyjna”) albo w umowie kompleksowej.

I.2.2. Gryf na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy dystrybucyjnej albo na podstawie umowy kompleksowej oraz na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz Taryfie.

I.3. **CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ GRYF**

I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
- b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. Gryf świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
- b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
- c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
- d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
- f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
- h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD.

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 11
	Wersja do konsultacji publicznych	

- I.3.4. Gryf ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.
- We wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części IRiESD.
- I.3.6. Pkt. I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie Gryf do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- I.3.9. Zapisy pkt I.3.1. oraz I.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się odpowiednio do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.
- I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.
- I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**
- I.4.1. Gryf świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku Gryf opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z pkt. V.7. IRiESD.
- I.4.3. Gryf opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego „programem zgodności”.
- I.4.4. Gryf stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności Gryf stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 12
	Wersja do konsultacji publicznych	

elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,

- c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
- d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1. IRiESD, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej Gryf,
- e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryf Gryf,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub w IRiESD.
- j) rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.

I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do Gryf o:

- a) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
- b) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,
- c) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. Gryf:

- a) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
- b) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,
- c) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 13
	Wersja do konsultacji publicznych	

- I.4.7. Gryf, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci Gryf. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE.
- I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt. 1) i 3). Gryf publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- I.5.1. Gryf prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- a) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf,
 - b) stanowiących część sieci dystrybucyjnej Gryf,
 - c) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej Gryf.
- Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).
- I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW i nie większej niż 10 MW.
- I.5.3. Gryf wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4. W przypadku gdy właściciel do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., poza Gryf jest także inny operator systemu elektroenergetycznego, wpis do rejestru dokonuje operator systemu dystrybucyjnego wskazany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.
- I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci Gryf, posiadacz tego magazynu przekazuje Gryf informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.
- I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez Gryf na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.
- I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia Gryf o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. Gryf aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 14
	Wersja do konsultacji publicznych	

I PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez Gryf albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Gryf obejmuje (z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia):

- 1) pozyskanie przez podmiot od Gryf, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji),
- 2) złożenie przez podmiot u Gryf, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez Gryf. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP
- 3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:
 - a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,
 - b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie Gryf - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt. a) lub

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 15
	Wersja do konsultacji publicznych	

gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt. b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej,

- 4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w ustawie Prawo Energetyczne) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez Gryf, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, Gryf niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 6) jeżeli złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez Gryf, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, Gryf wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,
- 7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym Gryf informuje wnioskodawcę,
- 8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez Gryf, Gryf w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez Gryf pozostawia się bez rozpatrzenia.

- 9) Gryf na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,
- 10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez Gryf

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 16
	Wersja do konsultacji publicznych	

wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:

- a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
- b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
- c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
- d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
- e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,

Gryf zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

- 11) wydanie przez Gryf warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,
- 12) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. Gryf zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
- 15) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,
- 16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń albo instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej na potrzeby własne. Wydanie warunków przyłączenia nie gwarantuje możliwości przyłączenia odbiorców oraz źródeł energii do takiej przyszłej sieci. Przyłączanie do takiej sieci urządzeń, instalacji, a w szczególności źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z Gryf, określonych w niniejszej IRiESD.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 17
	Wersja do konsultacji publicznych	

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD), do której mają zostać przyłączone nowe źródła energii elektrycznej, należące do takiego podmiotu, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający również zakres informacji, danych i załączników odpowiadający wnioskowi o określenie warunków przyłączenia źródeł energii elektrycznej. Procedura wydania warunków przyłączenia oraz przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Gryf takich sieci, jest realizowana na zasadach analogicznych jak procedura przyłączania źródeł energii elektrycznej i obejmuje również obowiązek wpłacenia przez taki podmiot zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV za każdy kilowat mocy przyłączeniowej takich źródeł, na podstawie art. 7 ust. 8a ustawy Prawo Energetyczne.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia, o których mowa w pkt I.3.4. określa oraz udostępnia Gryf na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie.

II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.

II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3. należy załączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
 - decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 maja 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2011 r. Nr 135, poz. 789 oraz z 2012 r., poz. 951), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1502 z późn. zm.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim, dokument

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 18
	Wersja do konsultacji publicznych	

potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją,

- d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej parametry techniczne jednostki wytwórczej; parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa Gryf. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) oznaczenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- 2) miejsce rozgraniczenia własności sieci Gryf i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,
- 3) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 5) moc przyłączeniową,
- 6) rodzaj przyłącza,
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne
- 9) parametry ich pracy,
- 10) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych
- 11) energii elektrycznej,
- 12) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 13) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 19
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 14) z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 15) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 16) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania,
- 17) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 18) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci I u b instalacji.
- 19) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 20) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 21) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
- 22) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.10.

Gryf wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 20
	Wersja do konsultacji publicznych	

grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt 4) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach Gryf może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie Gryf do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Wnioskodawca może zwolnić Gryf od obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej, wynikającego z wydanych temu wnioskodawcy warunków przyłączenia przed upływem terminu ich ważności składając oświadczenie tej treści do Gryf w formie pisemnej lub elektronicznej. Gryf niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyjęciu oświadczenia w formie pisemnej lub elektronicznej.

II.1.12. Wraz z określonymi przez Gryf warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci Gryf, na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, Gryf występuje do tego OSD z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD lub czy OSD planuje realizację tych inwestycji. Gryf oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni od daty wysłania wniosku.

II.1.14. Gryf wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.

II.1.15. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla:

- 1) Podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej,
- 2) Wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej

uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 21
	Wersja do konsultacji publicznych	

przyłączeni.

Jeżeli warunki przyłączenia określone przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.

II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15. obejmuje:

- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
- 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez Gryf do operatora systemu przesyłowego, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu do Gryf o określenie warunków przyłączenia,
- 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

Kopię wystąpienia, Gryf przesyła również spółce obszarowej OSP, właściwej ze względu na miejsce przyłączenia oraz dodatkowo za pośrednictwem poczty elektronicznej na adres wskazany przez OSP.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.18. W przypadku, gdy Gryf odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, Gryf określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.19. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, Gryf powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, Gryf wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, Gryf odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.20. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Gryf jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do Gryf, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 22
	Wersja do konsultacji publicznych	

pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt. 3). W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Gryf odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi Gryf. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1 Ustawy oraz niniejszej IRiESD, w szczególności Załącznika nr 1.

Gryf publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz Punktach Obsługi Klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Gryf.

Zgłoszenie to zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
- 2) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
- 3) rodzaj mikroinstalacji,
- 4) moc zainstalowaną elektryczną,
- 5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
- 6) typ instalacji w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
- 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
- 8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,
- 9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
- 10) planowany termin przyłączenia,
- 11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów. Gryf potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

Gryf potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

II.1.21. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez Gryf realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.22. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf powinna zawierać co najmniej:

- 1) oznaczenie stron zawierających umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 23
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
- 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci Gryf i instalacji podmiotu przyłączanego,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego
- 8) parametrów,
- 9) harmonogram przyłączenia,
- 10) warunki udostępnienia Gryf nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- 11) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi
- 12) dostarczanie lub pobieranie energii elektrycznej,
- 13) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej
- 14) z sieci,
- 15) moc przyłączeniową,
- 16) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z Gryf,
- 17) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 18) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.23. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

- 1) prosumentem,
- 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U.z 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącego prosumentem,

informuje Gryf o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt II.1.20., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci Gryf.

II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.23. informuje Gryf o:

- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej - w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
- 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji - w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 24
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.1.25.** Zapisów pkt. II.1.23. i II.1.24. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.
- II.1.26.** Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Gryf, pisemnie informuje Gryf o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.27.** Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.26. jest obowiązany informować Gryf o:
- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji - w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji - w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
 - 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji - w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.28.** Gryf w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.29.** Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.28., reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.30.** Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną Gryf są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.31.** Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej Gryf urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do IRiESD.
- II.1.32.** Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji opracowują instrukcję, o której mowa w pkt. VI.2.11., podlegającą uzgodnieniu z Gryf przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.33.** Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Gryf urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.34.** W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej Gryf, wskazane przez Gryf podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 25
	Wersja do konsultacji publicznych	

sieci dystrybucyjnej przekazują Gryf dane określone w pkt. II.5.

- II.1.35.** Gryf uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRiESP.
- II.1.36.** Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem Gryf.
- II.1.37.** Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej Gryf, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do Gryf.
- II.1.38.** W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie Gryf o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie Gryf odbywa się poprzez przesłanie do Gryf kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.37.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- II.2.1.** Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym skoordynowanej sieci 110 kV.
- II.2.2.** Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1., w zakresie połączenia sieci różnych OSD powinna określać w szczególności:
- 1) oznaczenie stron zawierających umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków połączenia,
 - 3) termin realizacji połączenia,
 - 4) wysokość opłaty za połączenie i zasady rozliczeń,
 - 5) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji połączenia,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji połączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
 - 9) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru połączenia,
 - 10) miejsce rozgraniczenia praw własności łączonych sieci,
 - 11) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 26
	Wersja do konsultacji publicznych	

koordynacji prac wynikających z umowy,

12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

1) moc przyłączeniową,

2) miejsca połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,

3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,

4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,

5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz

6) czasów ich wyłączenia w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,

7) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,

8) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych

9) pomiarowych,

10) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,

11) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:

1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,

2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,

3) pewności dostaw energii elektrycznej,

4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1., próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5., są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.3.1. Zasady odłączania

II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej Gryf, określone w niniejszym rozdziale obowiązują Gryf, Sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2. Gryf może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej Gryf w przypadku:

a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 27
	Wersja do konsultacji publicznych	

- b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej Gryf składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. Gryf ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej Gryf uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez Gryf o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni przed datą planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu Gryf informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. Gryf dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej Gryf, uzgadnia z Gryf tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. Gryf uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej Gryf ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. Gryf uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.15.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach Gryf zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej Gryf, określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony Gryf za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej Gryf odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

- II.3.2.1. Gryf może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7 – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej Gryf, jeżeli:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 28
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,
 - b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
 - c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.
- II.3.2.2. Gryf na żądanie Sprzedawcy wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7 – II.3.2.9., dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia Sprzedawcy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.
- II.3.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.
- Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.3.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.
- II.3.2.4. Gryf wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.
- II.3.2.5. Gryf jest zobowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1., II.3.2.2. i II.3.2.4., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania. Gryf wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od Sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie Sprzedawcy.
- II.3.2.6. Przepisów pkt. II.3.2.1. lit. c) i pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.
- Ponadto realizacja przez Gryf postanowień, o których mowa w pkt. II.3.2.1. lit. a), c) lub pkt. II.3.2.2., może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez Gryf odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez Gryf informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej). Gryf może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku, gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek Sprzedawcy, Gryf zawiadamia niezwłocznie o powyższym Sprzedawcę wraz z podaniem przyczyny.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 29
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.
- II.3.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt. II.3.2.7., w terminie 14 dni od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.
- II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem”, z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.
- Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji prosumenta będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.
- II.3.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.
- Jeżeli Gryf na żądanie Sprzedawcy wstrzymała dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.3.2.1. lit. a) lub II.3.2.2., i taki odbiorca złożył do Sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej, Sprzedawca jest zobowiązany złożyć do Gryf niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a Gryf wznowia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez Sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez Sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez Gryf dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.
- II.3.2.11. W przypadku, gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.3.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.3.2.10., wystąpił do Prezesa o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.3.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa URE.
- II.3.2.12. Przepisów pkt. II.3.2.10. oraz II.3.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.3.2.4. albo wydania przez sąd polubowny wyroku na niekorzyść odbiorcy.
- II.3.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.3.2.7., z wnioskiem o rozpatrzenia sporu przez sąd polubowny albo z wnioskiem o

- rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.
- II.3.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.2., Gryf bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od Sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii elektrycznej poprzez złożenie do Gryf wniosku o wznowienie dostarczania energii elektrycznej. W takim przypadku Gryf podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.
- II.3.2.15. W przypadku wystąpienia:
- masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - konieczności wykonania wyłączeń planowych, termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.14., może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.16. Gryf powiadamia Sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wnioski Sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od Gryf, Gryf w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie Sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.18. Wymiana informacji o których mowa w pkt. II.3.2., między Gryf i Sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych, o których mowa w pkt. A.9.1. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, o którym mowa w pkt. A.9.1., uniemożliwiających przekazywanie informacji o których mowa w pkt. II.3.2., dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej.
- II.3.2.19. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do Gryf o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, Gryf jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi Gryf.
- II.3.2.20. Gryf, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:
- odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,
 - odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 31
	Wersja do konsultacji publicznych	

w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. a) i b):

- w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,
- w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.3.2.1.b) oraz w pkt II.3.2.4.

II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej Gryf urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii elektrycznej,
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf nie mogą wprowadzać do

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 32
	Wersja do konsultacji publicznych	

sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt. VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt. VIII.1. IRiESD.

II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje Gryf opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli Gryf zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć Gryf opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz pkt. II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Gryf.

II.4.2.2. Gryf określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w skoordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez operatora systemu przesyłowego lub Gryf w uzgodnieniu z OSP.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1. są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą a Gryf, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt. II.4.3.2. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 33
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) układów wzbudzenia,
- b) układów regulacji napięcia,
- c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
- d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- e) urządzeń regulacji pierwotnej,
- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

II.4.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

- II.4.4.1.** Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2.** Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1.
- II.4.4.3.** Gryf może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.
- II.4.4.4.** Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2. oraz II.4.3.
- II.4.4.5.** Połączenia międzysystemowe oraz linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.
- II.4.4.6.** W uzasadnionych przypadkach Gryf może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7.** Gryf może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich, w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- II.4.4.8.** Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej Gryf np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej Gryf.

II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.5.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.1.1.** Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 34
	Wersja do konsultacji publicznych	

w obiektach nowobudowanych i modernizowanych.

Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD czynne urządzenia i układy EAZ nie spełniają wymagań, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania te muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmował będzie również urządzenia i układy EAZ nie spełniające tych wymagań.

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, wówczas podmiot będący właścicielem tych urządzeń i układów EAZ, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji, przekazuje do Gryf opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli Gryf zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć Gryf opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez Gryf. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez Gryf.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

- II.4.5.1.5. Gryf określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf.

- II.4.5.1.6. Gryf dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

- II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 35
	Wersja do konsultacji publicznych	

punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielnicach sieci dystrybucyjnej Gryf zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkość przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
 - 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
 - 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 36
	Wersja do konsultacji publicznych	

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.4.5.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe, przy czym przynajmniej jedno z nich powinno być zabezpieczeniem odległościowym dwukierunkowym,
- 2) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- 3) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
- 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego.

II.4.5.2.2.2. Linie pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub ziemnozwarciowe. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
- 3) automatykę 1- lub 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych),
- 4) w uzasadnionych przypadkach w urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z jednostkami wytwórczymi,
- 5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

W liniach, w których pomiar impedancji nie zapewnia odpowiedniej czułości zabezpieczeń odległościowych, jako podstawowe należy stosować zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.2.3. Linie pracujące w układzie promieniowym (przy czym jako linię promieniową nie uważa się linii łączącej stację OSD z GPO) wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe ziemnozwarciowe,
- 2) automatykę 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych).

II.4.5.2.2.4. Linie łączące rozdzielnie KSE wyłącznie z GPO wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 37
	Wersja do konsultacji publicznych	

dotatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,

- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
 - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
 - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”,
 - c) napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej,
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy.

II.4.5.2.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją Gryf dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.4.5.3.1.

II.4.5.2.3.2. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwległy koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H”, do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.

II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 38
	Wersja do konsultacji publicznych	

zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

- 1) rozcinające jako podstawowe,
- 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpiływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeów,
- 5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

- a) Utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczeów,
- b) Kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis pkt. II.4.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora.

II.4.5.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 39
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 2) zabezpieczenia od skutków zwarc zewnątrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczełów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne.

Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. II.4.5.4.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarcowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarc międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatów wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- 1) 5 – 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 – 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 40
	Wersja do konsultacji publicznych	

3) 10 – 20 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli Gryf tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 41
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.4.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarc międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarc doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarc zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.4.5.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 42
	Wersja do konsultacji publicznych	

dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

- 1) dla transformatorów dwuzwojowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
- 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
- 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).

II.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznnych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciovne działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie powinno być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
- 3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 43
	Wersja do konsultacji publicznych	

zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z Gryf,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.5. **Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ**

II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 44
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych, pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
 - 5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.4. Gryf decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z Gryf lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
- II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe,
 - 5) od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 45
	Wersja do konsultacji publicznych	

II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.6.1. Gryf prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego Gryf, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z Gryf w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.5.6.3. Gryf może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w IRiESD, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej Gryf podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują Gryf oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej Gryf, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5. i II.4.1.6.

II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.

II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

- b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 46
	Wersja do konsultacji publicznych	

wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,

- c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.6.4. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte, co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej Gryf co najmniej następujące informacje:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 47
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110 kV/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte, co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uzemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone, w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.4.6.9. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i Gryf służą łącza TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2). Sposób przekazywania danych pomiędzy SCADA OSP i Gryf może być inny ale tylko wówczas, gdy obie strony (OSP i Gryf) obustronnie potwierdzą alternatywne rozwiązanie.

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 48
	Wersja do konsultacji publicznych	

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych budowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u wytwórców lub odbiorców, którzy po wejściu w życie IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt. G.1. IRiESD, dla których Gryf może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem Gsp.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowego 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 pomiarowym. 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 Gryf. 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.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 49
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.4.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:
- w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu – dodatkowo na zaciskach generatorów/ogniw fotowoltaicznych źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez Gryf ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.
- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.4.7.1.6. Gryf wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, z uwzględnieniem postanowień IRiESP dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:
- kat. A1 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
 - kat. A2 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
 - kat. A3 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
 - kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 50
	Wersja do konsultacji publicznych	

przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),

- g) kat. B4 – układy pomiarowe 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),
- h) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- i) kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- j) kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów, tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii elektrycznej. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu, o ile ta moc jest określona. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc umowną podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. lit. a) i b).

II.4.7.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz 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, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

II.4.7.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 51
	Wersja do konsultacji publicznych	

- b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa Gryf.

- II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,

- b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

- II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa Gryf w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

- II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120 % ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą Gryf, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności 200 % prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

W przypadku źródeł, 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.

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.

- II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

- II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 52
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafalszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub Gryf. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, Gryf może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESD.
- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę, wytwórcę, sprzedawcę lub Gryf.
- II.4.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub Gryf ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i Gryf.
- II.4.7.1.22. Gryf przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż Gryf, to podmiot ten ma obowiązek przekazać Gryf zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.24. Gryf przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli Gryf nie jest właścicielem układu pomiarowego, Gryf zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub Gryf nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub Gryf może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. Gryf umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 53
	Wersja do konsultacji publicznych	

spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a Gryf dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, Gryf wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowego Gryf ma prawo zainstalować własny licznik energii elektrycznej komunikujący się z LSPR w podstawowym układzie pomiarowym.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

- II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR Gryf.
- II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR Gryf.
- II.4.7.2.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR Gryf.
- II.4.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 54
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.,
 - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.
- II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR Gryf, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

- II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorsza niż 0,5,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR Gryf nie częściej niż 4 razy na dobę,
 - i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 55
	Wersja do konsultacji publicznych	

serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej); nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,

- j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Gryf nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Gryf nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 56
	Wersja do konsultacji publicznych	

- II.4.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Gryf nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

- II.4.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Gryf nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

- II.4.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:
- liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej,
 - Gryf w przypadkach zbierania danych pomiarowych ze względów na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR Gryf,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 57
	Wersja do konsultacji publicznych	

- pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.7.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Gryf nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. Gryf odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez Gryf, również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO GRYF PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do Gryf przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez Gryf,
- c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci Gryf, o których mowa w TCM, mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub Gryf. W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do Gryf, zasady

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 58
	Wersja do konsultacji publicznych	

wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej Gryf.

II.5.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem Gryf, są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do Gryf, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do Gryf dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do Gryf, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do Gryf następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
- b) moc osiągalną,
- c) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- d) dane jednostek wytwórczych,
- e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez Gryf odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do Gryf następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- h) układ normalny pracy.

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 59
	Wersja do konsultacji publicznych	

- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) $\frac{1}{2}$ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) $\frac{1}{2}$ konduktancji poprzecznej,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w okresie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w okresie letnim,
- k) seria słupów.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovowy.

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej), tj.:
 - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
- j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 60
	Wersja do konsultacji publicznych	

- l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej oraz możliwość regulacji,
- o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- s) moc czynną potrzeb własnych,
- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z Gryf.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez Gryf

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o wymianie międzysystemowej,
- d) informacje o projektach zarządzania popytem,
- e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez Gryf i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej Gryf.

II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 61
	Wersja do konsultacji publicznych	

- d) liczbę dni remontów planowych,
 - e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
 - g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
 - j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez Gryf odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do Gryf następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.5.3.1.:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z Gryf.
- II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej**
- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV Gryf, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozptywy mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. Gryf dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają Gryf wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 62
	Wersja do konsultacji publicznych	

II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób ich przekazania, podmioty uzgadniają z Gryf.

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci Gryf, mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub do Gryf. W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do Gryf, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej Gryf.

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.6.1. Postanowienia ogólne

II.6.1.1. Gryf opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.6.1.4. Gryf współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej Gryf może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres pozyskiwania oraz aktualizacji danych i informacji

II.6.2.1. Gryf przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania Gryf,
- c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania Gryf i straty,
- e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania Gryf,
- f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
- g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 63
	Wersja do konsultacji publicznych	

- h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
- i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2. Gryf przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,
- e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
- i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
- j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,
- k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 64
	Wersja do konsultacji publicznych	

III EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- a) niezawodności współdziałania z siecią,
- b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej Gryf obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- d) dokonywaniem uzgodnień z OSPi OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w IRiESD.

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz Gryf, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. Gryf prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób niezagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 65
	Wersja do konsultacji publicznych	

sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe), oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

Gryf może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez Gryf określa Gryf w dokumentach wewnętrznych.

III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów określonych przez Gryf oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w IRiESD, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez Gryf przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, Gryf i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z Gryf, jeżeli właścicielem nie jest Gryf) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w IRiESD.

Gryf, w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSDp.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 66
	Wersja do konsultacji publicznych	

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z Gryf reguluje odrębna umowa zawarta pomiędzy Gryf a tym podmiotem.
- III.4.3. Gryf dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESP.
- III.4.4. Gryf dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.
- III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo-rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu przesyłowego.
- III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA**
- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana lub zaświadczenie o zgodności z zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,
 - b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumentację projektową i powykonawczą,
 - b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
 - c) dokumentację techniczno-ruchową urządzeń,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 67
	Wersja do konsultacji publicznych	

- III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
 - b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - j) karty przełączeń,
 - k) ewidencję założonych uzemień,
 - l) programy łączeniowe,
 - m) wykaz personelu ruchowego.
- III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
 - d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
 - f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
 - i) informacje o środkach łączności,
 - j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
 - k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
 - l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
 - m) zestaw rysunków, schematów i wykresów z opisami zgodnymi z obowiązującym nazewnictwem,
 - n) opis w niezbędnym zakresie układów automatyki, pomiarów, sygnalizacji,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 68
	Wersja do konsultacji publicznych	

zabezpieczeń i sterowań.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

- III.6.1. Gryf, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.6.2. W przypadku powierzenia Gryf prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

- III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od Gryf informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej Gryf w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

- III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

- III.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt. III.7.2., są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

- III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej Gryf spory rozstrzyga Gryf.

- III.7.6. Gryf sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej Gryf

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. Gryf oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

- III.8.2. Gryf stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

- III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 69
	Wersja do konsultacji publicznych	

w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane obowiązującymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWOŻAROWA

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.9.2. Gryf zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. Gryf opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej Gryf obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych Gryf zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej Gryf lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf uzgadniają z Gryf prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej Gryf są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej Gryf ustalonego w pkt. VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej Gryf przekazują do Gryf zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt. VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1. Gryf opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jej urządzenia, instalacje i sieci.
- III.11.2. Osoby wykonujące prace związane z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinny posiadać wymagane uprawnienia uzyskane na podstawie przepisów ustawy Prawo energetyczne i być upoważnione przez prowadzącego eksploatację do wykonywania określonych czynności lub prac eksploatacyjnych.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 70
	Wersja do konsultacji publicznych	

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

IV.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:

- a) awaria w systemie,
- b) awaria sieciowa.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokojów społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (dalej: „procedury awaryjne”). Procedury awaryjne stosowane na Rynku Bilansującym określa IRiESP.

IV.1.4. Operator systemu przesyłowego ma prawo stosować zgodnie z IRiESP Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
- b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń Gryf. W

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 71
	Wersja do konsultacji publicznych	

przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednio polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

- IV.1.6. OSDp wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. OSDp w uzgodnieniu z OSP opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - awaryjne układy pracy sieci,
 - wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa lub awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDp udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.10. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. Gryf prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną Gryf.
- IV.2.2. Gryf dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.3.1. Postanowienia ogólne

- IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

- OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) poniżej, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

- Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 72
	Wersja do konsultacji publicznych	

Prawo energetyczne, w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1..

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSDp podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

Gryf na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania Gryf lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- a) tryb normalny, określony w pkt. IV.3.2.,
- b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. IV.3.3.,
- c) tryb awaryjny, określony w pkt. IV.3.4.,
- d) tryb automatyczny, określony w pkt. IV.3.5.,
- e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt. IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo – energetycznym,
- b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- c) bezpieczeństwa osób,
- d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

IV.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. IV.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 73
	Wersja do konsultacji publicznych	

elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

- IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.
- IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.
- IV.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się.
- IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.
- IV.3.2.8. OSDn, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do Gryf, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.
- IV.3.2.9. Opracowany przez Gryf plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1. Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.
- IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:
- a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
 - b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 74
	Wersja do konsultacji publicznych	

- c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
- i) nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym
 - ii) ,zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
 - iii) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych
 - iv) realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
 - v) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
 - vi) wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań
 - albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;
- d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art.5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym(Dz. U. z 2022 r. poz. 261) zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych - wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje Gryf oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do Gryf, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7sp., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.
- IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje Gryf, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.
- IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do Gryf o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.
- IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez Gryf corocznie planów wprowadzania ograniczeń w

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 75
	Wersja do konsultacji publicznych	

- trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez Gryf.
- IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.
- IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IV.3.2.18. OSDn, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do Gryf, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń Gryf.
- IV.3.2.19. Gryf przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.
- IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń Gryf i OSDn.
- IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.
- IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,
 - 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),
 - 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.
- IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.
- IV.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez Gryf w sposób określony w pkt IV.3.2.27.
- IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa Gryf na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 76
	Wersja do konsultacji publicznych	

systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku $n - 1$ do dnia 31 grudnia roku $n - 1$, gdzie „ n ” jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

- a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - i) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średnio-godzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - ii) odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt. i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
- b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - i) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średnio-godzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - ii) odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt. i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez Gryf wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, Gryf wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.

IV.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.27. Gryf przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, Gryf przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. IRiESD.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania Gryf przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, Gryf przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia Gryf. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio Gryf, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania Gryf o zmianie adresu poczty elektronicznej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 77
	Wersja do konsultacji publicznych	

- IV.3.2.28. Dla przyłączonego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:
- mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;
 - mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.
- Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.
- IV.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.
- IV.3.2.30. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22., określa OSP.
- Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej Gryf. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.
- IV.3.2.31. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.
- IV.3.2.32. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe Gryf.
- IV.3.2.33. Gryf indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 78
	Wersja do konsultacji publicznych	

elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania Gryf przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, Gryf nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio Gryf, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania Gryf o zmianie tych danych.

- IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, Gryf zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IV.3.2.1., lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IV.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IV.3.2.30 i IV.3.2.32. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

- IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP – ODM.
- IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20 % (wprowadzenie ograniczeń w stopniach

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 79
	Wersja do konsultacji publicznych	

A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IV.3.2.10.

IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10 %).

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50 % prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4.6., OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp lub,
- b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w IRiESP), w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50 % zapotrzebowania szczytowego.

IV.3.5.2. OSDp realizuje wymagania pkt. IV.3.5.1. do 30 września każdego roku, zgodnie z

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 80
	Wersja do konsultacji publicznych	

zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.

- IV.3.5.3. OSDp w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do Gryf informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.
- IV.3.5.4. OSDp w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.
- IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.
- IV.3.5.6. Postanowień pkt. IV.3.5. nie stosuje się w odniesieniu do OSDp, do którego sieci przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50 % zapotrzebowania na moc tego OSDp. W tym przypadku zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
 - a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) obniżenie o 5 % zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 minut.
- IV.3.6.4. Gryf i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
 - a) poziom napięcia,
 - b) pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
 - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 81
	Wersja do konsultacji publicznych	

V. WSPÓŁPRACA GRYF Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ GRYF A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1.** Gryf współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, sprzedawcami oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).
- V.2.** Zasady i zakres współpracy Gryf z operatorem systemu przesyłowego są określone w IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.
- V.3.** Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne, IRiESP oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4.** Zasady i zakres współpracy Gryf z operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w IRiESD i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy Gryf i OSDn.
- V.5.** Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI IRiESD.
- V.6.** Współpraca Gryf z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD- Bilansowanie.
- V.7.** Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.8.** Gryf umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci Gryf, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualnej listy Sprzedawców, z którymi Gryf zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) aktualnej listy Sprzedawców, z którymi Gryf zawarła umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą Sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 82
	Wersja do konsultacji publicznych	

- c) aktualnej listy sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi Gryf zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
- d) aktualnej listy sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi Gryf zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje rezerwową usługę kompleksową,
- e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Gryf,
- f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania Gryf,
- g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 83
	Wersja do konsultacji publicznych	

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF

VI.1. OBOWIĄZKI GRYF

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu Gryf na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej Gryf w szczególności:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej Gryf, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt. VI.2.,
 - e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania oraz umowy kompleksowe,
 - f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
 - g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej Gryf awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej Gryf odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3. Działania Gryf w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej Gryf, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRiESD- Bilansowanie.
- VI.1.4. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- VI.1.5. Gryf na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV, Gryf otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 84
	Wersja do konsultacji publicznych	

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻ DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., Gryf organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez Gryf i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt. VI.2.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie Gryf działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt. VI.2.10.
- VI.2.5. Gryf przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej Gryf,
 - b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, innych niż JWCD,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej Gryf,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym, że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie Gryf na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej Gryf operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej Gryf operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 85
	Wersja do konsultacji publicznych	

podległe mu służby dyspozytorskie.

- VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego Gryf, polegający w szczególności na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie Gryf w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. VI.2.5. do VI.2.8. mogą być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Gryf ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez Gryf opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w IRiESD.
- VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt. VI.2.10. oraz VI.2.11. jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt. VI.1.,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) Koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączy ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi Gryf, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz IRiESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. Gryf sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 86
	Wersja do konsultacji publicznych	

wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.

- VI.3.2. Gryf w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej Gryf uczestniczący w Rynku Bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt. VI.3.4., jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.6. Gryf ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt. VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. Gryf sporządza i udostępnia plany:
- o których mowa w pkt. VI.3.1. – do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - o których mowa w pkt. VI.3.2. – do godz. 16:00 doby $n-1$.
- VI.3.8. Gryf zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, Gryf uzgadnia harmonogramy remontów z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.3.9. Gryf przesyła do wytwórców zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- plan roczny – do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.10. Gryf, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. Gryf sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej Gryf.
- VI.4.2. Gryf planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną Gryf w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.
- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 87
	Wersja do konsultacji publicznych	

których mowa w pkt. VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

- VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez Gryf uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w Rynku Detalicznym.

VI.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej Gryf o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

- VI.5.2. Gryf określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

- VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- b) wymagane poziomy napięcia,
- c) wartości mocy zwarciovych,
- d) rozptyły mocy czynnej i bierniej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) dopuszczalne obciążenia,
- f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
- g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
- i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- k) harmonogram pracy transformatorów,
- l) wykaz jednostek wytwórczych.

- VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej Gryf o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

- VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez Gryf do dnia:

- a) 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
- b) 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. Gryf opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej Gryf.

- VI.6.2. Gryf opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 88
	Wersja do konsultacji publicznych	

- kalendarzowy,
- b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - d) plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają Gryf propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.4.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia Gryf w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej Gryf:
- a) do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,
 - b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do Gryf propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do Gryf wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Gryf ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do Gryf w terminie co najmniej 20 dni dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej Gryf przed planowanym wyłączeniem.
- OSP, Gryf i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- VI.6.7. Gryf podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 89
	Wersja do konsultacji publicznych	

- elementu sieci dystrybucyjnej Gryf w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.8.
- VI.6.8. Gryf podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:
- do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.
- VI.6.9. Gryf jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.
- VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie Gryf, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego Gryf, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Gryf ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracamisieciowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia Gryf w terminie co najmniej 20 dni – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej Gryf, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. Gryf może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 90
	Wersja do konsultacji publicznych	

- VI.7.6. Gryf zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez Gryf uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt. VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez Gryf uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRIESP, Gryf uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w IRIESP.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z Gryf plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, Gryf określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt. VI.8.1.:
- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- VI.8.4. Gryf i OSP uzgadniają, zgodnie z IRIESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt. VI.8.1., jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5. Gryf może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- VI.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania Gryf informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę Gryf.
- VI.8.8. Gryf może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci Gryf w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa

	IRIESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 91
	Wersja do konsultacji publicznych	

pracy poszczególnych obszarów sieci, Gryf w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci Gryf jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO GRYF

- VI.9.1. Gryf otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci Gryf oraz pozostali odbiorcy wskazani przez Gryf, sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt. II.5. IRiESD.
- VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroźródeł), przekazują w formie ustalonej przez Gryf następujące informacje:
- proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiorem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiorem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
 - planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
 - planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
 - wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.
- VI.9.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do Gryf:
- planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiorem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,
 - planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] w rozbiorem na godziny jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
 - planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
 - ilość energii przesłana do innego operatora dla każdej godziny doby.

VI.10. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 92
	Wersja do konsultacji publicznych	

- VI.10.1. Podmioty przyłączone do sieci Gryf, mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub Gryf. W sytuacji, gdy:
- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
 - b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do Gryf, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej Gryf.
- VI.10.2. Podmioty nie podlegające pod punkt VI.10.1. mają obowiązek przekazania danych zgodnie z punktem VI.3.
- VI.10.3. Gryf, dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP, dane planistyczne zgodnie z pkt VI.10.1., przy czym dla danych dotyczących jednostek wytwórczych typu C i B dane dotyczące dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych lub ich agregatów są przekazywane przez jednostki wytwórcze do Gryf jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.
- VI.10.4. Jednostki wytwórcze typu C i B przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf oraz jednostki przyłączone do sieci OSDn, za pośrednictwem OSDn przekazują Gryf dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:
- a) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto;
 - b) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 93
	Wersja do konsultacji publicznych	

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej Gryf w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.
- VII.2. Sieć dystrybucyjna Gryf o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt. VII.2. jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:
- $$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 3$$
- gdzie:
- X_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,
- X_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.
- VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110 kV/SN i SN/nN określa Gryf. W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa Gryf w porozumieniu z OSP.
- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej Gryf pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez Gryf.
- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych Gryf powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w Gryf.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 94
	Wersja do konsultacji publicznych	

VII PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- a) napięcia znamionowe,
- b) częstotliwość znamionowa.

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

VIII.1.3. W normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń ± 10 % napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VIII.1.4. W normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4 \%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia,
- 2) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{fl} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0 % do 2 % dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 95
	Wersja do konsultacji publicznych	

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	0,2+0,5*(25/h)				

- 4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz 8 % dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych ppkt. 1) - 4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę,
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 96
	Wersja do konsultacji publicznych	

5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

VIII.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. VIII.4.1.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

a) przerwy planowanej – 16 godzin,

b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin,

2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

a) przerw planowanych – 35 godzin,

b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.

VIII.2.5. Gryf w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w pkt. 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w pkt. 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.3.1. **Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.**

VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 97
	Wersja do konsultacji publicznych	

wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- wartość P_{fl} nie powinna być większa niż 0,65,
- wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,
- względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

ΔU - zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1 s.

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznego odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

- Klasy A podano w Tabelicy 1,
- Klasy B podano w Tabelicy 2,
- Klasy C podano w Tabelicy 3,
- Klasy D podano w Tabelicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21

$15 \leq n \leq 39$	$0,15 * (15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 * (8/n)$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 * (15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 * (15/n)$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]
2	2
3	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [mA/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$3,85/n$	patrz Tablica 1

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmoniczných prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A.

Dopuszczalne poziomy emisji harmoniczných prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz Klasy D podano w Tablicy 5.

Tablica 5.

Rząd harmoniczných [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczných, wyrażony w % harmoniczných podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na

współpracę ruchową z siecią,

- b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
- c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt. 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub IRiESD.

VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy, Gryf dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.1. IRiESD.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 101
	Wersja do konsultacji publicznych	

Fieldon Investments Sp. z o.o. Gryf Sp. j.
Plan Małachowskiego 2
00-066 Warszawa

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ:
Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami
systemowymi**

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 0
	Wersja do konsultacji publicznych	

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

- A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r poz. 1059 wraz z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2021 r., poz. 610 z późn. zmianami),
 - c) decyzji Prezesa URE nr (DEE/383/64002/W/OŁO/2018/MGG) o wyznaczeniu Fieldon Investment Sp. z o.o. Gryf Sp. j., zwanej dalej „Gryf”, operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”),
 - d) koncesji Gryf na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa URE decyzją nr (DEE/383/64002/W/OŁO/2018/MGG),
 - e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE i opublikowanej w Biuletynie URE,
 - f) taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej Gryf, zwanej dalej „Taryfą”,
 - g) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanym dalej „WDB”), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
 - h) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
 - i) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami),
 - j) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta” (Dz. U. z 2020 r., poz. 287 z późn. zmianami),
 - k) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1854 z późn. zmianami).
- A.1.2. Gryf pełni funkcję OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednio połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDp.
- A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV i posiadające zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej („umowy przesyłowa”) z OSP oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej („umowa dystrybucyjna”) z właściwym dla miejsca przyłączenia OSDp, są objęte obszarem Rynku Bilansującego („RB”) i uczestniczą w RB na zasadach i warunkach

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 1
	Wersja do konsultacji publicznych	

- określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego („URB”).
- A.1.4. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem Gryf, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy Gryf a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z Gryf albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą energii elektrycznej („Sprzedawca”) posiadającą zawartą GUD-k z Gryf, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego („URD”).
Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanymi dalej „URDn”), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.
- A.1.6. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu lub zastępuje umowę sprzedaży i umowę dystrybucji umową kompleksową.
- A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY**
- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej („umowa sprzedaży”) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez Gryf, a w szczególności:
- podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - zasady kodyfikacji podmiotów,
 - procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
 - zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
 - zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB,
 - procedurę zmiany Sprzedawcy,
 - zasady bilansowania handlowego w obszarze Rynku Detalicznego,
 - zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia energii elektrycznej,
 - postępowanie reklamacyjne,
 - zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 2
	Wersja do konsultacji publicznych	

- k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze Rynku Detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- o) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną Gryf i sieci dystrybucyjne przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci Gryf, na których jest wyznaczony OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB. Miejsca dostarczania energii elektrycznej tych podmiotów wyznaczają granice RB w sieci dystrybucyjnej Gryf.

A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) Gryf,
- b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych do sieci Gryf,
- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, których sieci są połączone z sieciami Gryf,
- d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf,
- e) URB pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe („POB”) na obszarze Gryf,
- f) Sprzedawców, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji („GUD”) z Gryf,
- g) Sprzedawców, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej („GUD-k”) z Gryf,
- h) Sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z Gryf,
- i) podmioty pełniące, zgodnie z IRiESP, funkcje Operatorów Handlowych („OH”) lub Operatorów Handlowo-Technicznych („OHT”) reprezentujących podmioty wymienione w lit. od a) do h) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej Gryf.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., która na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji na przesyłanie energii elektrycznej realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania RB określa IRiESP w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zwana dalej „IRiESP-Bilansowanie”.

A.3.2. Gryf w ramach swoich obowiązków określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 3
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej - na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
- b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych na podstawie GUD-K lub umowy, o której mowa w pkt A.4.3.7. akapit drugi, zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. Gryf uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych („JG”), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego („MB”) z obszaru sieci Gryf oraz sieci OSDn, dla których Gryf realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4. IRiESD-Bilansowanie.

A.3.4. URD jest bilansowany handlowo na RB przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe („POB”).

A.3.5. POB jest wskazywany przez:

- a) sprzedawcę,
- b) przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_w),
- c) przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej (URD_{ME}),

w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z Gryf. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD-Bilansowanie.

A.3.7. Gryf zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
- b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują Gryf, na zasadach określonych w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7, aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

A.3.8. Gryf zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 4
	Wersja do konsultacji publicznych	

- b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,
- c) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
- d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.

A.3.9. URD_w, który:

- posiada wyłącznie odnawialne źródło energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1MW,
 - dokonuje zakupu energii na potrzeby własne wytwarzania od Sprzedawcy Macierzystego,
 - sprzedaje wyprodukowaną w tym źródle energię Sprzedawcy Macierzystemu,
- w zakresie bilansowania handlowego może być traktowany jako URDo, pod warunkiem oznaczenia tego faktu w umowie dystrybucji.

Bilansowanie handlowe tego URD_w dokonywane jest w ramach bilansowania Sprzedawcy Macierzystego, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. C.2..

A.3.10. Warunki i zakres współpracy Gryf z OSDn, określa umowa zawarta pomiędzy Gryf a OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1, IRiESD-Bilansowanie.

A.3.11. Wytwórca w mikroinstalacji jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci Gryf jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci Gryf, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci Gryf jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci Gryf, dla danego PPE.

A.3.12. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_w zarówno w zakresie energii pobranej z sieci Gryf jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci Gryf, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci Gryf jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci Gryf, dla danego PPE.

A.3.13. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz Gryf o:

- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
- b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
- c) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 5
	Wersja do konsultacji publicznych	

w pkt. D.1.7.

- A.3.14. Gryf po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez Gryf świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:
- utrata POB sprzedawcy,
 - wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.
- A.3.15. Gryf po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez Gryf świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:
- brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez Gryf z tymi podmiotami,
 - wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
 - wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

- A.4.1. Gryf zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do Gryf w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach zawartych z Gryf.
- A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z Gryf umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_W, URD_O, URD_{ME} lub sprzedawcy.
- A.4.3. **Warunki i wymagania formalno-prawne**
- A.4.3.1. Gryf, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - zawarcia przez URD umowy dystrybucyjnej z Gryf,
 - zawarcia przez URD typu odbiorca („URD_O”) umowy z wybranym Sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z Gryf,
 - wskazaniu przez URD typu wytwórcy („URD_W”) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucyjną z Gryf,
 - zawarcia przez URD typu odbiorca (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z Gryf,
 - wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z Gryf.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 6
	Wersja do konsultacji publicznych	

- A.4.3.2. Gryf realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym Sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7.
- A.4.3.3. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy URD a Gryf, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z Gryf - dotyczy URD_o,
 - b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z Gryf umożliwiającą sprzedaż rezerwową - dotyczy URD_o,
 - c) określenie, że POB dla URD_o jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego Gryf realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD_o,
 - d) określenie POB, a w przypadku URD_w również zasad jego zmiany,
 - e) sposób i zasady rozliczeń z Gryf z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD_w oraz URD_{ME}.
- Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu Gryf o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.
- A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.
- A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania Gryf, zawartą umowę dystrybucyjną z Gryf oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB.
- Umowa dystrybucyjna zawierana przez Gryf z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na RB,
 - b) kod identyfikacyjny podmiotu na RB,
 - c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - d) osoby upoważnione do kontaktu z Gryf oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
 - e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na RB podmiotów działających na obszarze Gryf,
 - f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego („MB”), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
 - g) wykaz Sprzedawców i URD_w, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe,
 - h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego Sprzedawcy lub URD_w lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
 - i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 7
	Wersja do konsultacji publicznych	

działalność na RB w rozumieniu IRiESP,

- j) zasady przekazywania przez Gryf na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru Gryf oraz obszaru sieci OSDn, dla którego Gryf realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP dotyczące przekazywania danych pomiarowych.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania Gryf, zawiera z Gryf jedną GUD na podstawie której może pełnić funkcję Sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję Sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do Gryf oferty sprzedaży rezerwowej. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a Gryf oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez Sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucyjną z Gryf oraz zasady zmiany POB,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez Gryf,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z Gryf oraz Sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy Gryf a Sprzedawcą,
- e) zobowiązanie Sprzedawcy do niezwłocznego informowania Gryf o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB Sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną na podstawie umów kompleksowych URD w gospodarstwach domowych, zawiera z Gryf jedną GUD-k, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-k określa warunki realizacji umów kompleksowych dla ww. URD, którym ten Sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-k powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez Sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucyjną z Gryf,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez Gryf,
- c) warunki świadczenia przez Gryf usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze Sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy Gryf a Sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-k,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy Gryf a Sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z Gryf oraz Sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 8
	Wersja do konsultacji publicznych	

- h) zobowiązanie Sprzedawcy do niezwłocznego informowania Gryf o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB Sprzedawcy,
- j) zasady i warunki świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.

Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy kompleksowej URD innym niż URD w gospodarstwach domowych, na obszarze działania Gryf może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej dla tych URD. Zasady realizacji umów kompleksowych z tymi URD, określa umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarta pomiędzy Sprzedawcą a Gryf.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z Gryf umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz Gryf,
- b) zgodę OSDn na realizację uzgodnionych obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez Gryf,
- c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze Sprzedawcami umów dystrybucyjnych (GUD lub GUD-k), w których będzie wskazany POB posiadający umowę dystrybucyjną zawartą z Gryf, o której mowa w pkt. A.4.3.5.,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z Gryf oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień IRiESD,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy Gryf a OSDn.

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 4 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla Gryf i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU

A.5.1. Gryf bierze udział w administrowaniu Rynkiem Bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją Rynku Detalicznego w oparciu o zasady

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 9
	Wersja do konsultacji publicznych	

zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

Gryf bierze udział w administrowaniu Rynkiem Bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem Rynkiem Bilansującym, Gryf realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
- d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- e) przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
- h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- i) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- j) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem Rynkiem Detalicznym, Gryf realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na Rynku Bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucyjnych lub umów kompleksowych,
- b) przyporządkowuje Sprzedawców oraz URD_w do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-k oraz umów dystrybucyjnych,
- c) przyporządkowuje URD_o do poszczególnych Miejsc Dostarczania Energii

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 10
	Wersja do konsultacji publicznych	

- Rynku Detalicznego („MDD”) przydzielonych Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD,
- d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych Sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.,
 - e) realizuje procedurę zmiany POB przez Sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
 - f) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji Rynku Bilansującego,
 - g) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H IRiESD-Bilansowanie.
- A.5.4. Gryf nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej Gryf nie objętej obszarem Rynku Bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej objętej obszarem Rynku Bilansującego, stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.
- A.5.5. Gryf nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży lub umowy kompleksowe w sieci dystrybucyjnej Gryf, POB prowadzącym działalności w obszarze sieci dystrybucyjnej Gryf oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez Gryf. Kody te zawierają oznaczenie Gryf, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- a) URD typu wytwórca – KodOSDp_W_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie kodowe OSDp)..._W...(numer podmiotu)...
 - b) POB lub Sprzedawca – KodOSDp_P_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie kodowe OSDp)..._P...(numer podmiotu)....
- A.5.6. Oznaczenia kodowe Gryf są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z umowy przesyłowej zawartej pomiędzy Gryf a OSP.
- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej, GUD lub GUD-k pomiędzy podmiotem a Gryf.
- A.5.8. Gryf nadaje kody identyfikacyjne obiektom Rynku Detalicznego wykorzystywanym w procesie pozyskiwania oraz wyznaczania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego („MDD”) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX (16 znaków), gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu)
- A.5.10. Kody Punktów Dostarczania Energii („PDE”) mają następującą postać: PDE_KodOSDp_A_XXXX, gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDp)_(typ URD)_(numer podmiotu)
- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych („FPP”) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:
(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego).

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 11
	Wersja do konsultacji publicznych	

A.5.12. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:

(590)(4739)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:

590 – prefiks dla polskiej organizacji GS1,

4739 – numer Gryf nadawany przez polską organizację GS1,

S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 – unikalna liczba nadana przez Gryf dla danego PPE,

K – cyfra kontrolna wyznaczona zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1.

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem (8018), oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

A.5.13. PPE jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.14. Kod PPE jest nadawany przez Gryf po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci Gryf, a przed zawarciem przez URD umowy, na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.5.15. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE Gryf poinformuje Sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z Gryf będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie określonym w pkt. A.5.8.12., w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a niezakończonych przed terminem, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją Gryf udostępni Sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE w formie elektronicznej umożliwiającej kopiowanie danych. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

A.5.16. Zmiana kodów PPE nadanych przez Gryf nie wymaga zmiany umów, na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

A.5.17. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. D.3.6.

A.5.18. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie PPE otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.8.14., z zastrzeżeniem pkt. A.5.8.15.,

c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania Gryf, w którym następuje:

(i) „pobór”, „wprowadzenie” lub „pobór i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci Gryf przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz

(ii) pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD Gryf nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów PPE,

e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 12
	Wersja do konsultacji publicznych	

przyłącza lub przyłączonego obiektu; likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,

- f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
- g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa dystrybucyjna) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
- h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobór i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.19. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- i) jeżeli w układzie pomiarowym występują, oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, inne układy (rezerwowo, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- j) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- k) w budynkach wielolokalowych każdy PPE posiada odrębny kod PPE,
- l) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- m) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z GRYF W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z Gryf w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

- a) rozliczeń na Rynku Bilansującym,
- b) regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- c) rynku mocy,

jest zawarcie stosownej umowy przez OSDn z Gryf.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z Gryf, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez Gryf danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy Gryf a OSP,
- b) o których mowa w pkt. A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 13
	Wersja do konsultacji publicznych	

- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy Gryf a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej Gryf świadczącym usługi dystrybucji energii elektrycznej dla URDn przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej „PEP”),
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy Gryf a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP.

A.6.4. W celu umożliwienia Gryf przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,
- b) dostarczania do Gryf danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w miejscach dostarczenia URDn typu odbiorca, w podziale na Sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w miejscach dostarczenia URDn typu wytwórca,
- c) przekazywania do Gryf skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,
- d) niezwłocznego przekazywania Gryf informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez Sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania Gryf o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia Gryf przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) przekazywania do Gryf danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do Gryf skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących dla regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego informowania Gryf o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia Gryf przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.1.10., OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 14
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) przekazywania do Gryf danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do Gryf skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z RRM opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,
- d) niezwłocznego informowania Gryf o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez Gryf do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
- b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca.

OSDn przekazuje Gryf informacje o wskazanych POB, o których mowa powyżej.

A.6.8. Wyznaczanie i przekazywanie do Gryf oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio WDB i RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego Sprzedawcy lub URDn typu wytwórca przez POB, prowadzącego bilansowanie handlowe w obszarze sieci PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez Gryf danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD).

A.6.10. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez Gryf danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do Gryf danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

- a) w trybie wstępnym dla doby n do godziny 9:00 doby n+1,
- b) w trybie podstawowym za miesiąc m do 3 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
- c) w trybie dodatkowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+2.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 15
	Wersja do konsultacji publicznych	

przekazuje do Gryf skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.

- A.6.12. Przekazywanie danych OSDn do Gryf na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE

A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

- a) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. b), innego niż sprzedawca,
- b) upoważnia Gryf do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla Gryf do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.4. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem udzielonym przez tego URD dla Gryf spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie Gryf, jest zobowiązany do przekazania Gryf oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla Gryf do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD - rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 16
	Wersja do konsultacji publicznych	

później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.4.

A.7.2. Gryf, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.7.3, zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- a) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
- a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt A.3.12.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt A.3.13.,
- b) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą,
- c) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez Gryf umowa kompleksowa z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna

– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez Gryf sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) oraz 3) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej,
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

Zasady składania oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7. oraz IRiESD.

A.7.3. Gryf nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

- a) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust.4 ustawy – Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt. D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,
- b) wyprowadzenia URD z PPE.

A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z Gryf umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.7., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze Gryf, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym Gryf ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.7.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 17
	Wersja do konsultacji publicznych	

umowy kompleksowej,

- a) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia Gryf do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
- b) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

Gryf, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez Gryf sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia Gryf oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.7.6. Gryf w terminie 5 dni kalendarzowych:

- a) od złożenia sprzedawcy przez Gryf oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo
- b) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez Gryf oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.7.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić Gryf o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5., zgodnie z pkt. D.1.7.

A.7.8. Gryf udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.18.

A.7.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, Gryf zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 18
	Wersja do konsultacji publicznych	

- A.7.10. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, Gryf nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., Gryf zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.7.11. Gryf zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5. albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

- A.8.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji, URD:
- wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
 - upoważnia Gryf do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. a) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną zawierającą umowę sprzedaży rezerwowej bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

- oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- upoważnienie dla Gryf do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.4., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

Gryf na każde uzasadnione żądanie sprzedawcy rezerwowego, jest zobowiązana do przekazania temu sprzedawcy oświadczenia o zawarciu w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji upoważnienia dla Gryf do zawarcia – w imieniu i na rzecz URD – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 19
	Wersja do konsultacji publicznych	

- A.8.2. Gryf, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.8.3, zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:
- a) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.12.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.13.,
 - b) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą,
 - c) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez Gryf umowa sprzedaży z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;
– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.
- Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez Gryf sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:
- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1)) oraz 3) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;
 - ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.
- Sposób składania oferty i oświadczeń o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.6. oraz IRiESD.
- A.8.3. Gryf nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:
- a) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,
 - b) wyprowadzenia URD z PPE.
- A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z Gryf umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.6., która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze Gryf, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym Gryf ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.
- Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.6.
- A.8.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:
- a) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowi lub umowa ta nie zawiera upoważnienia Gryf

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 20
	Wersja do konsultacji publicznych	

do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo

- b) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

– Gryf, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez Gryf sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo umowy sprzedaży rezerwowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku zawarcia umowy kompleksowej stosuje się pkt. B.5.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.8.6. Gryf w terminie 5 dni kalendarzowych:

- a) od złożenia sprzedawcy przez Gryf oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
- b) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez Gryf oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić Gryf o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5., zgodnie z pkt. D.1.7.

A.8.8. Gryf udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.18.

A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, Gryf zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.10. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a Gryf nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 21
	Wersja do konsultacji publicznych	

kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., Gryf zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

- A.8.11. Gryf zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5. albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. A.8.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

- A.9.1. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz Gryf, służy dedykowany system IT OSP składający się z:

- a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS,
- b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

Ze względu na obecną specyfikę struktury sieci Gryf, do której podłączone są tylko instalacje wytwórcze nie przewiduje się możliwości wprowadzania redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP. W przypadku zmiany specyfiki sieci niniejszy punkt IRiESD zostanie rozwinięty.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 22
	Wersja do konsultacji publicznych	

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCYJNYCH Z URD

B.1. Umowa dystrybucyjna zawierana jest na wniosek URDo, URDw oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci Gryf. Wzór wniosku jest przygotowywany przez Gryf i opublikowany na stronie internetowej Gryf.

B.2. Gryf w terminie:

- 1) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo w gospodarstwie domowym,
- 2) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo innych niż określone w lit. a) oraz zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- 3) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URDO innych niż w lit. a) i b),

wysyła:

- a) parafowaną umowę dystrybucyjną w formie papierowej na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy dystrybucyjnej,

albo

- b) umowę dystrybucyjną w formie papierowej, na adres wskazany przez URDO we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URDo umowa dystrybucyjna w treści wysłanej przez Gryf i uzgodnionej przez Gryf i URDo powinna być dostarczona do Gryf nie później niż do dnia otrzymania przez Gryf powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. IRiESD-Bilansowanie, z zastrzeżeniem pkt. B.7.

B.3. Umowa dystrybucyjna wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej przez Sprzedawcę, z którym URDo ma zawartą umowę sprzedaży lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży zawarta przez URDo ze Sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez Gryf dla URD posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy Gryf a Sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku zawarcia przez URDO z wybranym Sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę dystrybucyjną zawartą z Gryf, której stroną był ten URDO. Dotychczasowa umowa dystrybucyjna ulega z tym dniem rozwiązaniu.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział F IRiESD-Bilansowanie.

B.7. Dla URDo posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 23
	Wersja do konsultacji publicznych	

świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD_o wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD_o (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej Gryf) obejmującego zgodę URD_o na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z Gryf, na warunkach wynikających z:

- a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej Gryf i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
- b) taryfy Gryf oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej Gryf,
- c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą Gryf oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w pierwszym zdaniu, zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD_o a Gryf następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. IRiESD-Bilansowanie. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, Gryf wysyła do URD_o potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_o będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucyjną bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URD_o będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_o żąda rozpoczęcia świadczenia przez Gryf usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem Gryf, liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD_o zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie Gryf sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia Gryf oryginału oświadczenia URD_o albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania, w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone sprzedawcy.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między Gryf a sprzedawcą.

Gryf informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej Gryf, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 24
	Wersja do konsultacji publicznych	

obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez Gryf nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej Gryf, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazany przez Gryf.

- B.8. W przypadku zawarcia przez URD_O z Gryf umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez Gryf.
- B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci Gryf, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z Gryf. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_W oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., po wskazaniu POB przez URD_W oraz URD_{ME}. Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.
- B.10. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci Gryf, z URD_O wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.
- B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- B.12. Gryf zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art.12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z Gryf.
- B.13. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt. D.2.12., przez sprzedawcę i przyjęcia przez Gryf oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w pkt. D.2.4., umowa o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa:
- w pkt. B.7. nie jest zawierana;
 - w pkt. B.2. nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez Gryf do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 25
	Wersja do konsultacji publicznych	

C. POSTANOWIENIA WSTĘPNE WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH

C.1.1. Gryf na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRiESP, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową (JG_{BI}) będącą w posiadaniu Gryf. Gryf może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez Gryf danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej Gryf polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii elektrycznej dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej Gryf,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej Gryf,
- d) udostępnianie OSP, sąsiadom OSDp, POB, Sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w lit. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. Gryf pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR, przy czym:

- a) dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i LSPR,
- b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia lub własności LSPR.

Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w pkt. C.1.3. lit. a) – Gryf pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w pkt. C.1.3. lit. b) – Gryf pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy Gryf a URD lub umów kompleksowych zawartych pomiędzy Sprzedawcą a URD w gospodarstwach domowych. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez Gryf harmonogramu

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 26
	Wersja do konsultacji publicznych	

odczytów wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.

Gryf może pozyskiwać, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, w trakcie okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych godzinowe dane pomiarowe URD, których układy pomiarowo-rozliczeniowe pozwalają na rejestrację godzinowego profilu i posiadają układ transmisji danych pomiarowych do Gryf, zwanymi dalej „wstępnymi danymi pomiarowymi”.

C.1.4. Gryf wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej

C.1.5. Gryf wyznacza ilości dostaw energii elektrycznej na podstawie:

- 1) danych pomiarowych pozyskanych z fizycznych punktów pomiarowych, lub
- 2) danych szacunkowych wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD – w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub braku układu transmisji danych, lub
- 3) danych szacunkowych – w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania danych rzeczywistych, lub
- 4) standardowych profili zużycia energii elektrycznej, o których mowa w rozdziale G IRiESD-Bilansowanie, ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia energii elektrycznej.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania, w następnej kolejności wykorzystywane są, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez Gryf wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

- 1) dla danych, o których mowa w pkt. C.1.3. lit. a):
 - a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej,
- 2) dla danych, o których mowa w pkt. C.1.3. lit. b):
 - a) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez Gryf, lub
 - b) ostatniego posiadanego przez Gryf odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego zużycia energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który Gryf

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 27
	Wersja do konsultacji publicznych	

posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe Gryf udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez Gryf rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od Gryf, Gryf wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- (i) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
- (ii) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez Gryf, Gryf informuje o tym fakcie Sprzedawcę.

C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, Gryf w procesie wyznaczania lub udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez Gryf podmiotom posiadającym zawarte umowy dystrybucyjne poprzez systemy wymiany informacji Gryf lub serwery ftp, bądź strony www, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, Gryf wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe:

- a) OSP – jako zagregowane dane w MB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESP,
- b) POB – jako zagregowane dane w MB, MDD Sprzedawców bilansowanych handlowo przez POB oraz dane URD_w bilansowanych handlowo przez POB,
- c) Sprzedawcom – jako zagregowane dane w MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, Gryf udostępnia następujące dane pomiarowe:

1) Sprzedawcom:

- (i) o zużyciu energii elektrycznej przez URD w okresie rozliczeniowym usług dystrybucji oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy Sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy Gryf, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany URD przyjętej przez Gryf, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy Gryf, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – udostępniane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji danego URD,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 28
	Wersja do konsultacji publicznych	

- (ii) za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane godzinowe URD – udostępniane po ich pozyskaniu przez Gryf, zgodnie z pkt. C.1.3. lit. a),

2) URD:

- (i) o zużyciu energii elektrycznej w PPE za okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej – przekazywane na fakturze za usługi dystrybucyjne,
- (ii) dane godzinowe URD w PPE – w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych Gryf, na dodatkowe zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a Gryf,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

C.1.12. Gryf udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe, o których mowa w p.C.1.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez Gryf). Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń. Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są m.in. w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.
W przypadku korekty danych pomiarowych, Gryf przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.10. lit. b) i c).

2) Rynku Detalicznego, korygowane są m.in. w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- b) korekty danych składowych,
- c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych.

W przypadku korekty danych pomiarowych, Gryf przekazuje Sprzedawcy skorygowane dane.

Gryf dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.14. URD, Sprzedawcy, OSDn oraz POB mają prawo wystąpić do Gryf z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. Gryf wyznacza ilości dostaw energii elektrycznej w MB typu MB_{OSD} oraz MB_{ZW} na podstawie zapisów IRiESP oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP, a także umowy zawartej pomiędzy Gryf a właściwym OSDp.

C.1.16. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy Gryf, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 29
	Wersja do konsultacji publicznych	

- C.1.17. Sprzedawca, który sprzedaje energię elektryczną do URD będącego przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, którego odbiorca (dalej „URDn”) skorzystał z prawa zmiany sprzedawcy - otrzymuje od OSD tylko zagregowane dane pomiarowe łącznie dla wszystkich PPE, w których sprzedawca dokonuje sprzedaży energii elektrycznej do tego URD. Dane te zostaną wyznaczone przez OSD w szczególności na podstawie danych o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci URD z sieci OSD lub wprowadzanej do OSD z sieci URD oraz otrzymanych od tego URD zagregowanych danych pomiarowych URDn przyłączonych do sieci tego URD.
- C.1.18. Gryf nie później niż do 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez Sprzedawcę, udostępni Sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez Sprzedawcę.
- Gryf nie później niż do 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez Sprzedawcę, udostępni Sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez Sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez Sprzedawcę.
- C.1.19. Gryf po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawi Sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:
- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD,
 - 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD,
 - 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- C.1.20. Gryf po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawi sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:
- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
 - 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
 - 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD URB_{SD}

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 30
	Wersja do konsultacji publicznych	

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wymaga realizacji następujących działań:

- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) Gryf,
- 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze Gryf, z wyłączeniem MDD URB_{SD},
- 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
- 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD URB_{SD}.

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} Gryf odbywa się według następującego algorytmu:

- 1) Gryf dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii elektrycznej z OSP, z sąsiednimi OSDp (tj. OSD posiadającymi miejsca dostarczania z sieci przesyłowej) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci Gryf (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy),
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych,
 - c) trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców lub zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci,
- 2) na podstawie, określonej w ppkt. 1) powyżej, bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze Gryf, wyznaczana jest przez Gryf względna krzywa zapotrzebowania obszaru Gryf, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej Gryf,
- 3) wyznaczony przez Gryf planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JG_{BI} Gryf, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej Gryf, wyznaczoną zgodnie z ppkt. 2) powyżej, na poszczególne godziny tego okresu.
- 4) Wyznaczenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) Gryf, jest sumą planowanego wolumenu JG_{BI} wynikającego ze strat jałowych w sieci Gryf oraz planowanego wolumenu JG_{BI} wynikającego ze strat obciążeniowych w sieci Gryf, zgodnie z poniższym.

Krzywa wartości godzinowych różnicy bilansowej jest sumą godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanej jako straty jałowe i godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanych jako straty obciążeniowe.

$$E_{JGBI_p}^{EOP} = \sum E_{hSTR_{jp}}^{EOP} + \sum E_{hSTR_{op}}^{EOP}$$

gdzie:

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 31
	Wersja do konsultacji publicznych	

$E_{JGBI_p}^{EOP}$ – planowany wolumen JG_{BI}

E_{hSTRjp}^{EOP} - planowany wolumen JG_{BI} wynikający ze strat jałowych – godzinowych w sieci Gryf

E_{hSTRop}^{EOP} - planowany wolumen JG_{BI} wynikający ze strat obciążeniowych – godzinowych w sieci Gryf

C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej Gryf, z wyłączeniem MDD URB_{SD} , odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1. IRiESD-Bilansowanie.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa Gryf według następujących zasad:

- 1) wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w n -tej dobie handlowej, wyznaczona od $n+1$ do $n+4$ doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} Gryf, o którym mowa w pkt. C.2.2.
- 2) ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. pomniejszoną o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci Gryf przez jednostki wytwórcze w okresie w którym nie posiadały wyznaczonego POB, według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru Gryf, o której mowa w pkt. C.2.2.

C.2.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

$$E_{URB_{SD}} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSDp}^{+/-} + E_{URBOK}^{+/-} + E_{URDw}^{+/-} - E_{URDp}^{+/-} - E_{RBOSD} - E_{URDp}$$

gdzie:

$E_{OSP}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym,

$E_{WYT}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf przez wytwórców, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym,

$E_{OSDp}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf przez innych OSDp, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym,

$E_{URBOK}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf przez Uczestników Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym,

$E_{URDw}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf przez URD_w, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 32
	Wersja do konsultacji publicznych	

$E_{URD_0}^{++/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci Gryf przez URD₀, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego,

$E_{RB_{OSD}}$ – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej Gryf, w tym na pokrycie strat powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7. za zakończony rok kalendarzowy,

E_{URD_p} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci Gryf przez URD dla których URBSD nie jest Sprzedawcą, a prowadzi jedynie bilansowanie handlowe.

- C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} Gryf na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Gryf.
- C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:
- 1) Gryf po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
 - 2) korekta ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczona przez Gryf, zgłaszana jest na Rynku Bilansującym celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.
- C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu *m* może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: *m-2*, *m-4* oraz *m-15*, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.
- C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym wykonywana jest korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} i JG_{BI} Gryf wyznaczone w miesiącu *m* dla miesiąca *m-15* uznawane są za ostateczne.
- C.2.10. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczone w pkt. C.2.7.2), zgłaszane są do URB_{SD} i stanowią podstawę rozliczeń pomiędzy Gryf oraz URB_{SD}.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 33
	Wersja do konsultacji publicznych	

D PROCEDURA ZAMINY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW WYMAGANIA OGÓLNE

Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Gryf, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., URD powinien mieć zawartą umowę dystrybucyjną z Gryf albo umowę kompleksową z nowym Sprzedawcą.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8.

D.1.4. Przy każdej zmianie Sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany Sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego przez Gryf maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci Gryf na niskim napięciu, Gryf może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany Sprzedawcy również na podstawie:

1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonane przez URD na dzień zmiany Sprzedawcy i przekazane do Gryf najpóźniej jeden dzień po zmianie Sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez Gryf,

a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1),

2) ostatniego posiadanego przez Gryf odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany Sprzedawcy na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia lub średniodobowego zużycia energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który Gryf posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Zmiana Sprzedawcy, tj. przyjęcie do realizacji przez Gryf umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a Sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.2.

D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich Sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. IRiESD-Bilansowanie. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w GUD przez tego Sprzedawcę.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje Gryf o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku nie dotrzymania przez Sprzedawcę tego terminu, Gryf będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez Gryf od Sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana Sprzedawcy.

D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 34
	Wersja do konsultacji publicznych	

jedną umowę: kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.

- D.1.9. O zmianie „Standardów wymiany informacji” Gryf informuje Sprzedawców posiadających podpisaną GUD lub GUD-k na minimum 90 dni przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb Gryf. W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji” wynikają ze zmian przepisów prawa, Gryf informuje Sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-k, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji”, który będzie wynikał z tych zmian prawnych.
- D.1.10. Zmiana Sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę Sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie:
- a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy Gryf a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
 - b) umowy kompleksowej pomiędzy Sprzedawcą a URD.
- D.2.2. URD dokonuje wyboru Sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.
- Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez tego URD z dotychczasowym Sprzedawcą.
- D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym Sprzedawcą.
- D.2.4. Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URD, powiadamia Gryf o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się, poprzez dedykowany system informatyczny Gryf, nie później niż na 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia Gryf o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej Gryf).
- D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia Gryf, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć Gryf oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.6. Gryf w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
- Gryf dokonuje weryfikacji powiadomienia zgodnie z zapisami rozdziału F IRiESD-Bilansowanie.
- D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.4., zawiera błędy lub braki formalne, Gryf informuje o tym Sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia. Listę kodów określających błędy lub braki zawiera Załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.8. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w pkt. D.2.7. nie zostaną

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 35
	Wersja do konsultacji publicznych	

uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, Gryf dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., informując o tym Sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

D.2.9. Zmiana Sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego Sprzedawcę następuje w terminie nie później niż 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez Gryf, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w pkt. D.2.4.

D.2.10. Gryf przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego Sprzedawcy.

Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego Sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego Sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany Sprzedawcy.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.3.1. Gryf udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci na temat świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany Sprzedawcy.

D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez Gryf:

- a) na stronach internetowych Gryf,
- b) w IRiESD opublikowanej na stronach internetowych Gryf.

D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji Odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie Gryf,
- b) listownie na adres Gryf,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie.

Gryf udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.3.4. Gryf informuje odbiorców o warunkach zmiany Sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania Rynku Bilansującego i Rynku Detalicznego,
- c) procedurze zmiany Sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru
- f) Sprzedawcy,
- g) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 36
	Wersja do konsultacji publicznych	

kompleksowych oraz weryfikacji powiadomień,

h) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

a) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

Adresy pocztowe, adresy e-mail oraz numery faksu niezbędne do kontaktu z Gryf zamieszczone są na stronie internetowej Gryf oraz na fakturach wystawianych przez Gryf.

D.3.5. Adresy pocztowe, adresy e-mail oraz numery faksu niezbędne do kontaktu z Gryf zamieszczone są na stronie internetowej Gryf oraz na fakturach wystawianych przez Gryf.

D.3.6. Gryf oraz sprzedawcy umieszczają nr PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

D.3.7. Na wniosek URD, Gryf przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. a) lub b).

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 37
	Wersja do konsultacji publicznych	

E ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu
- 2) odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej Gryf,
- 3) URD typu wytwórca (URD_W) przyłączonego do sieci dystrybucyjnej Gryf,

URD_{ME} przyłączonego do sieci Gryf.

W przypadku URD_O przyłączonego do sieci Gryf, POB jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe Sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} powiadamia Gryf, na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej Gryf o ustanowieniu POB lub o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego Sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i Sprzedawcę, URD_{ME} lub URD_W;
- 2) Gryf dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi,
- 3) Gryf, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucyjnej z tym POB,
 - b) niezwłocznie informuje Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży lub umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W oraz URD_{ME} do MB nowego POB,
- 4) Gryf, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienia, o którym mowa w ppkt. 1) może dokonać również nowy POB upoważniony przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}. Powiadomienie to może być wykonane również w formie elektronicznej poprzez dedykowany adres email lub dedykowany system informatyczny Gryf, o ile umożliwi on dokonywanie takich powiadomień.

E.3. Zmiana POB może nastąpić z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 38
	Wersja do konsultacji publicznych	

następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia, o której mowa w pkt. E.2. ppkt. 2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez Sprzedawcę lub URD_W w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli Sprzedawca lub URD_W przekaze Gryf powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2. ppkt. 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez Gryf pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.

E.4. Z dniem zmiany POB, Gryf przeprowadza zmiany w konfiguracji oraz strukturze obiektowej i podmiotowej Rynku Detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB,
- 3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_W, M_{AW}, M_{AFW} lub M_{APV},
- 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_O lub M_{AO}.
- 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: M_{BW} lub M_{AM}.

Dla URD, którzy są bilansowani handlowo w jednym z następujących MB: M_{AO}, M_{AW}, M_{AFW}, M_{APV} lub M_{AM}, w przypadku gdy nastąpi zmiana POB, wówczas bilansowanie handlowe tych URD jest realizowane odpowiednio w:

- 1) M_{AO}, M_{AW}, M_{AFW}, M_{APV} lub M_{AM} jeśli dany POB posiada wymienione MB, albo
- 2) M_O lub M_{BW} jeśli dany POB nie posiada MB wymienionych w ppkt. 1).

E.5. Jeżeli Gryf otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2. ppkt. 1), od Sprzedawcy lub URD_W przed datą nadania i uaktywnienia na Rynku Bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej Gryf, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.4. w przypadku, gdy POB wskazany przez Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zawiesi albo zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na Rynku Bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia odpowiednio zawieszenia lub zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez Sprzedawcę rezerwowego lub Sprzedawcę z urzędu dla URD_O lub na Gryf w przypadku utraty POB przez URD_W lub URD_{ME}.

E.7. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z Gryf,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 39
	Wersja do konsultacji publicznych	

winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej Gryf, a Gryf ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez Gryf odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy Gryf a URD_W lub URD_{ME}.

- E.8. Gryf niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
- E.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania Gryf i sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.10. Powiadomienie Gryf o zakończeniu prowadzenia przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB a sprzedawcą albo pomiędzy POB a URD_W albo między POB a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}. W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez Gryf, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. - E.4.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 40
	Wersja do konsultacji publicznych	

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

F.1.1. Powiadamanie o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt. D.2. IRiESD-Bilansowanie.

Gryf przyjmuje od Sprzedawców powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych poprzez dedykowany system informatyczny Gryf umożliwiającą wymianę informacji, danych i dokumentów.

F.1.2. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez Gryf.

F.1.3. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.2., określa Załącznik nr 2 do IRiESD.

F.1.4. Proces zmiany Sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D IRiESD-Bilansowanie, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez Gryf od Sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.

F.1.5. Strony umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania Gryf o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku, o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać poprzez dedykowany system informatyczny na formularzu określonym przez Gryf, z co najmniej 7 dniowym wyprzedzeniem.

F.1.6. Dla umów sprzedaży lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, Sprzedawca zgłasza je do Gryf za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez Gryf, z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8. W tym czasie Gryf informuje Sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcia, a następnie Gryf informuje Sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt. D IRiESD-Bilansowanie. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

F.2.1. Gryf dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych, pod względem ich kompletności i zgodności z umowami, o których mowa w pkt. A.4.3. IRiESD- Bilansowanie oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESD.

F.2.2. Gryf przekazuje do Sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 3 do IRiESD.

W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, Gryf przekazuje do URD

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 41
	Wersja do konsultacji publicznych	

informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego Sprzedawcy.

- F.2.3. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt. D.2.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.
- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży lub o umowach kompleksowych, o których mowa w pkt. F.1.1., Gryf przystępuje do konfiguracji PPE lub PDE należących do URD oraz do MDD wchodzących wchodzącego w skład MB przyporządkowanego POB wskazanego przez Sprzedawcę tego URD.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 42
	Wersja do konsultacji publicznych	

G. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. Gryf opracowuje i aktualizuje i wykorzystuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez Gryf spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Załączniku nr 5 do IRiESD. Profile stanowią załącznik do IRiESD, która jest udostępniana do wglądu w siedzibie Gryf oraz zamieszczona na stronie internetowej Gryf. Profile są opracowywane na dany rok kalendarzowy i podlegają corocznej aktualizacji.

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1. Gryf na podstawie:

- 1) parametrów technicznych przyłącza,
- 2) grupy taryfowej usług dystrybucji zgodnej z taryfą Gryf określonej w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej,
- 3) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- 4) charakteru odbioru,

przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez Gryf na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2., z zastrzeżeniem, że w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, standardowy profil zużycia stosowany jest do dnia 31 grudnia 2021 r.

G.3. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia Gryf. W takim przypadku Gryf dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 43
	Wersja do konsultacji publicznych	

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym IRiESD.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową lub osobiście siedzibie Gryf) lub w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną).
- H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4.

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z Gryf umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do Gryf.

Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

- H.4. Gryf samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów o których mowa w pkt. A.1.1.:

- 1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
- 2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
- 3) powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- 4) informowanie na piśmie z co najmniej:
 - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 44
	Wersja do konsultacji publicznych	

- c) tygodniowym wyprzedzeniem - o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
- 5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.
- 6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez Gryf dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.2.
- 7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy Gryf.
- 8) przyjmowanie od prosumenta będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia mikroinstalacji.

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do Gryf. Gryf dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do Gryf w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. Gryf bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. Gryf niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. Gryf wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym Gryf w terminie 2 dni roboczych. Gryf realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
- 4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
- 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do Gryf przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. Gryf w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 45
	Wersja do konsultacji publicznych	

zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie Gryf,

6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

- a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca przekazuje Gryf w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

Gryf po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez Gryf bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, Gryf przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

- a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez Gryf standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- b) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

8) bonifikata, o której mowa w ppkt. 7 jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy Gryf a sprzedawcą,

9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje Gryf reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. Gryf po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do Gryf w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. Gryf niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

11) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 46
	Wersja do konsultacji publicznych	

na żądanie Gryf, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do Gryf kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do Gryf, na adres pocztowy:

Fieldon Investments Sp. z o.o. Gryf Sp. j.

Wybrzeże Kościuszkowskie 43b

00-347 Warszawa

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do Gryf powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu,
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
- c) zgłaszane żądanie,
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dotyczące lit. a) – d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez Gryf.

H.8. Gryf rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) Określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez Gryf usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy Gryf,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy- jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez Gryf do sprzedawcy,
- d) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, Gryf we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy Gryf, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) - w sposób określony w GUDK,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 47
	Wersja do konsultacji publicznych	

b) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. b) i c) - w sposób określony w pkt.H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez Gryf zgodnie z pkt. H.9, w całości lub w części, nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do Gryf z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez Gryf żądania,
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adres Gryf, odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. Gryf rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. Gryf rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. Gryf przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 48
	Wersja do konsultacji publicznych	

I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. Gryf identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną Gryf.
- I.2. Ograniczenia systemowe są dzielone na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej przez okres jej trwania i likwidacji jej skutków,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. Gryf identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez Gryf na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez Gryf z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. Gryf przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych Gryf prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:
- zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 49
	Wersja do konsultacji publicznych	

- b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK,
 - e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych Gryf podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, Gryf podejmuje działania szczegółowo uregulowane w IRiESD – Rozdział IV: Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 50
	Wersja do konsultacji publicznych	

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ: Słownik skrótów i definicji

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 51
	Wersja do konsultacji publicznych	

i. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka
BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
CSWI	Centralny System Wymiany Informacji
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
IRiESP Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{AW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze inne niż: farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{AFW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 52
	Wersja do konsultacji publicznych	

MB_{AO}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{AM}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{APV}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
fMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną - jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

	$P_{It} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ <p>gdzie: i – rząd harmonicznej</p>
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
Prosument	Prosument energii odnawialnej.
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej.
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy
THD	<p>Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:</p> $THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$ <p>gdzie: i – rząd wyższej harmonicznej, U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej.</p>
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_o	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: · URBSD - odbiorca sieciowy · URBOK - odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URB_w	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 54
	Wersja do konsultacji publicznych	

	elektrycznej większej niż 50 kW
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URDw	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

ii. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna Gryf odpowiedzialna za pozyskiwanie, przetwarzanie oraz zarządzanie danymi pomiarowymi za pomocą Lokalnego Systemu Pomiarowo- Rozliczeniowego, a także za eksploatację i rozwój tego systemu.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dane pomiarowe	Wielkości pozyskane z układów pomiarowo-rozliczeniowych
Dane pomiarowo-rozliczeniowe	Wielkości wyznaczone w PDE, MDD lub FMB.
Dostawa energii elektrycznej	Energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej Gryf lub pobrana z sieci dystrybucyjnej Gryf.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.

Dzień roboczy/doba robocza	Okres od godziny 0:00 do godziny 24:00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.

Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec Sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD w gospodarstwach domowych, którym Sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób: <ul style="list-style-type: none"> • grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, • grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, • grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, • grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 58
	Wersja do konsultacji publicznych	

	<p>zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,</p> <ul style="list-style-type: none"> • grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, • grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie, zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Instalacja odnawialnego źródła energii	<p>Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:</p> <ul style="list-style-type: none"> • urządzeń służących do wytwarzania energii wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub • obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.
Instalacje	Urządzenia z układami połączeń między nimi.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	<p>Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.</p> <p>W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.</p> <p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez</p>

	<p>Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.</p> <p><u>Podział modułów wytwarzania energii:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • moduł wytwarzania energii typu A - moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW, • moduł wytwarzania energii typu B - moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW, • moduł wytwarzania energii typu C - moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW, • moduł wytwarzania energii typu D - moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana	<p>Jednostka wytwórcza:</p> <ul style="list-style-type: none"> • przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo • kondensacyjna o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowa przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, albo • przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona;
Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik konwencjonalny	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 60
	Wersja do konsultacji publicznych	

	r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 61
	Wersja do konsultacji publicznych	

	w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru tej energii.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez Gryf punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami. Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna, ze średniej wartości mocy w okresie 15

	<p>minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy; albo</p> <p>b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo;</p> <p>c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.</p>
<p>Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii</p>	<p>Łączna moc znamionowa czynna:</p> <p>a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej - zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji - w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,</p> <p>b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej - w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).</p>
<p>Należyta staranność</p>	<p>Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami, w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci</p>

	Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i racjonalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: <ul style="list-style-type: none"> • wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, • czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej - w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 64
	Wersja do konsultacji publicznych	

	dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD/sieci OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i

	pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Okres rozliczeniowy Usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez Gryf.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego lub operator systemu połączonego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz ich przekazywanie do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń

	z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe	Osoba fizyczna lub prawna uczestnicząca w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zajmująca się bilansowaniem handlowym użytkowników systemu.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany Sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia u OSD zgłoszenia zmianę Sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac doprowadza do zmiany Sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany Sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294),
Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.
Przedpłatowy układ	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 67
	Wersja do konsultacji publicznych	

pomiarowo-rozliczeniowy	włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu Salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w sieci, w którym produkty energetyczne (energia, usługi dystrybucyjne, moc, itp.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczone na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana Sprzedawcy.
Punkt pomiarowy	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości

	fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci w ściśle określonym czasie, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek Bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek Detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Saldo dekrementujące	Liczba jednostek [kWh lub PLN] pozostałych do wykorzystania w poszczególnych strefach taryfowych przez URDo. Saldo prowadzone jest w systemie informatycznym sprzedawcy.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Samoczynne załączanie rezerwy – SZR	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła

	rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca rezerwowi	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Stacja ładowania	<ul style="list-style-type: none"> • urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub • wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy <p>- wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.</p>
Statyzm	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 70
	Wersja do konsultacji publicznych	

	stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.
Standardowy profil zużycia	Zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych: <ul style="list-style-type: none"> • nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych, • zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej, • zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r., z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r.) lub Kodeksów sieci.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu

	elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, przewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Tryb LFSM-O	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości.
Tryb LFSM-U	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP- Bilansowanie.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem Rynku Bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym GUD-k zawartą z OSD.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym GUD-k zawartą z OSD.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania

	układu pomiarowo- rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ pomiarowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy, układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy, układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny lub układ pomiarowo-kontrolny.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa sieciowa	Umowa na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej dla URD, tj. umowa kompleksowa lub umowa dystrybucyjna.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 73
	Wersja do konsultacji publicznych	

Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu - FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wyprowadzenie URD z PPE	Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciovowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do

	odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.

Załącznik nr 1 – SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH I PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1.** Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt. II.4.1.5. – II.4.1.7. IRiESD. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.
- 1.2.** Gryf określa warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.
- 1.3.** Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.
- 1.4.** Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla Gryf.
- 1.5.** Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. Gryf decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6.** Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7.** Gryf określa przypadki, w których wymagane jest przeprowadzenie testów sprawdzających jednostek wytwórczych. Sposób i zakres przeprowadzenia testów uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić przed terminem uruchomienia jednostki wytwórczej.
- 1.8.** Gryf określa wymagania w zakresie wyposażenia jednostki wytwórczej w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

2.1.1 łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

2.1.2 łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 76
	Wersja do konsultacji publicznych	

zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikro źródeł lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. Gryf koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt. 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikro źródłami
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt. II.4.5. IRiESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt. 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, wzrostem prędkości obrotowej oraz pracą wyspową. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być w urządzenie pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. Gryf decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
 - a) łącznik określony w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w pkt. 2.2., gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.7. Gryf ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 77
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 3.8.** Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo.

- 3.9.** Jednostki wytwórcze przyłączane do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

- 3.10.** W przypadku jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być mierzone po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być mierzone po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będących mikroźródłami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku podłączania mikroźródeł, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

- 3.11.** Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

- 3.12.** Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

- 3.13.** W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z Gryf.

- 3.14.** Gryf może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1.** Wymagany stopień i stopień skompensowania mocy biernej określa Gryf w warunkach przyłączenia.

- 4.2.** Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 78
	Wersja do konsultacji publicznych	

wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

- 4.3.** Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4.** W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5.** Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1.** Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2.** Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3.** Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4.** Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- a) różnica napięć – $\Delta U < +/- 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < +/- 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < +/- 10^\circ$.
- 5.5.** Gryf może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 79
	Wersja do konsultacji publicznych	

- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane bez napięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z Gryf.
- 5.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz do +0,5 Hz, przez 99,5 % czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń +/- 5 % napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznym podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmonicznym, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,5 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 3,0 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0 % – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznym, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 80
	Wersja do konsultacji publicznych	

wskaźnik długookresowego migotania światła P_{it} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{it} \leq 0,6$.

6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

Gryf na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie IRiESD.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów określone w pozostałych punktach IRiESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 8. Niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 81
	Wersja do konsultacji publicznych	

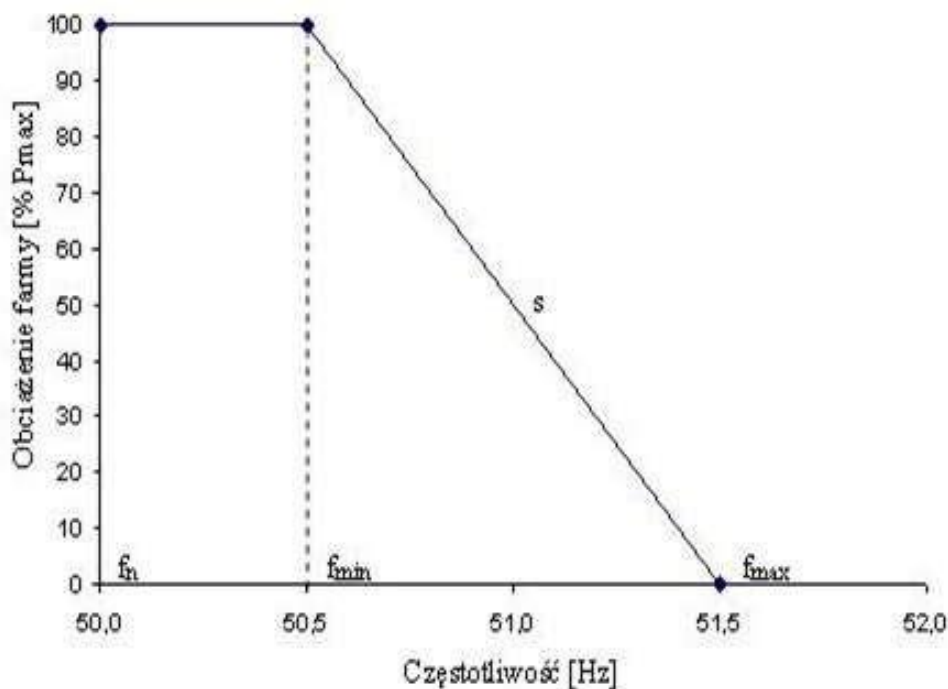
- 8.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej farmy wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 8 niniejszego załącznika po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.
- 8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
 - b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
 - c) załączanie do pracy i wyłączenie z sieci,
 - d) regulacja napięcia i mocy biernej,
 - e) praca przy zakłóceniach w sieci,
 - f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - h) systemy monitorowania i telekomunikacji,
 - i) testy sprawdzające.
- 8.1.5. Gryf ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRIESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRIESD.
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez Gryf w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. Gryf może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać, aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.
- 8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej**
- 8.2.1. Farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej, umożliwiający pracę w następujących reżimach:

	IRIESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 82
	Wersja do konsultacji publicznych	

- a) pracę bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej),
 - c) automatyczną redukcję mocy czynnej przy wzroście częstotliwości,
 - d) ograniczenia generowanej mocy do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy Gryf poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
 - 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej).
Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ Pz (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych.
Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100 % do 20 % mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20 % mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10 % mocy znamionowej na minutę.
 - 3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości.
Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 83
	Wersja do konsultacji publicznych	

prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$.

Sym bol	Jednost ka	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷ f_{gr}) Hz
f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	51,5	-
P_{max}	MW	Maksymalna moc farmy wiatrowej przy danej prędkości wiatru		-
s	%	Statyzm - względna zmiana Częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością Wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} $s = - [(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższe częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 84
	Wersja do konsultacji publicznych	

poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączenie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

- 8.2.7. Określona w pkt. 8.2.5.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji moc farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$ oraz w sytuacjach zakłóceń w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 8.2.5. 2) - 3).
- 8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5 % P_n mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowanej.
- 8.2.9. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo bez konsekwencji finansowych moc farmy wiatrowej, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.10. Gryf z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej bez konsekwencji finansowych. Gryf określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
 - Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 85
	Wersja do konsultacji publicznych	

- e) Przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
 - g) Przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 8.3.1.a) i pkt. 8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:
- a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
 - b) $\pm 10 \% U_n$ – dla sieci SN.
- 8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5 % na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.
- 8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmie wiatrowej.
- 8.3.5. Gryf może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy czynnej funkcji częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 8.3.6. Gryf, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, Gryf może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.6.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

- 8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, Gryf musi być poinformowany z 15-minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponawartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 86
	Wersja do konsultacji publicznych	

najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10 % jej mocy znamionowej.

- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 8.2.4. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

- 8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia oraz posiadać zdolność do pracy w trybie autonomicznym i opcjonalnie do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej zainstalowanym w stacji elektroenergetycznej. Gryf w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie.

- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (o charakterze indukcyjnym) do 0,95 (o charakterze pojemnościowym), w pełnym zakresie obciążenia farmy. Przy obciążeniu mocą czynną niższą od mocy osiągalnej P_{OS} należy udostępnić całą dostępną moc bierną poza wymaganym zakresem, zgodnie z możliwościami technicznymi farmy wiatrowej.

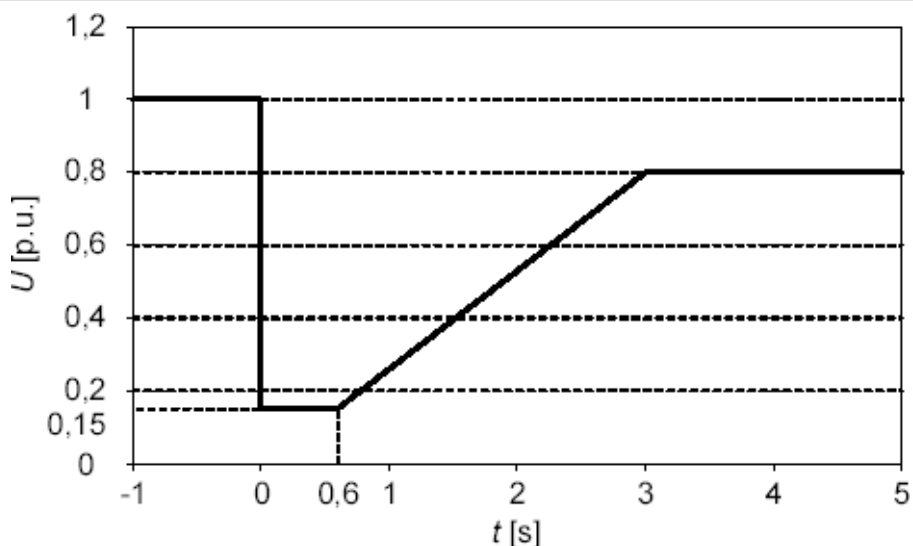
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać ww. zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.

- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farma wiatrowa powinna być przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 87
	Wersja do konsultacji publicznych	



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

- 8.6.2. Gryf może wymagać by farma wiatrowa podczas zakłóceń w systemie produkowała możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa Gryf w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, Gryf określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5 % dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5 % dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7 %
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

- a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 88
	Wersja do konsultacji publicznych	

b) $P_{It} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{It} < 0,35$ dla sieci SN.

- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznymi napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7 % dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznymi THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2 % dla sieci 110 kV oraz 4 % dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznymi napięcia i prądu). Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej powinien być poniżej 1 %.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.
- 8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:
- a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
 - c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.
- Analizę zabezpieczeń należy przekazać Gryf.

8.9. Monitorowanie i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
- Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 89
	Wersja do konsultacji publicznych	

- Gryf.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych w trybie czasu rzeczywistego operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- mocy czynnej,
 - mocy biernej,
 - napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - współczynnika mocy $\cos\varphi$,
 - średniej dla farmy prędkości wiatru i jego kierunku.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych,
 - inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do właściwego operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 48 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 8.9.7. Gryf określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i Gryf, określa Gryf na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,

rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 90
	Wersja do konsultacji publicznych	

8.10. Testy sprawdzające

8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej, przedstawia właściwemu operatorowi systemu szczegółowy program testów, instrukcję układów regulacji oraz inne niezbędne dokumenty. Proces uzgodnień szczegółowego programu testów powinien być zakończony w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy Gryf i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnana jest moc znamionowa,
- d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
- f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. Gryf wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest Gryf w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 91
	Wersja do konsultacji publicznych	

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1 Wymagania ogólne

9.1.1.1 Mikroinstalacja przyłączona do sieci Gryf, powinna umożliwiać Gryf monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące tj. falownik lub integrator w przypadku więcej niż jednego falownika, zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą całej mikroinstalacji).

9.1.1.2 Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 9.1.1.1.

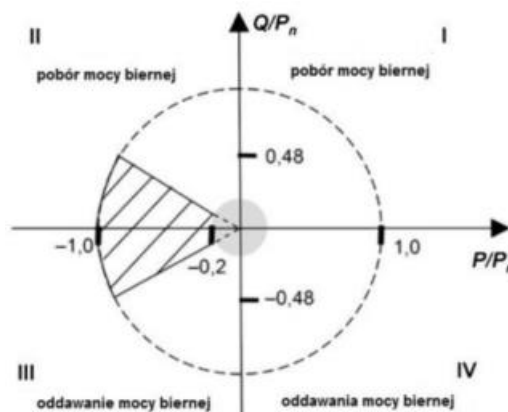
9.1.1.3 Urządzenie sterujące, o którym mowa w pkt 9.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od Gryf poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych Gryf.

9.1.2 Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.2.1 Wymagania ogólne: Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

- zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez Gryf w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos \phi = 0,9_{ind}$ do $\cos \phi = 0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 1.



Rys. 1. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.2.2 Wymagane tryby regulacji mocy biernej: Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)), jako tryb podstawowy,

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 92
	Wersja do konsultacji publicznych	

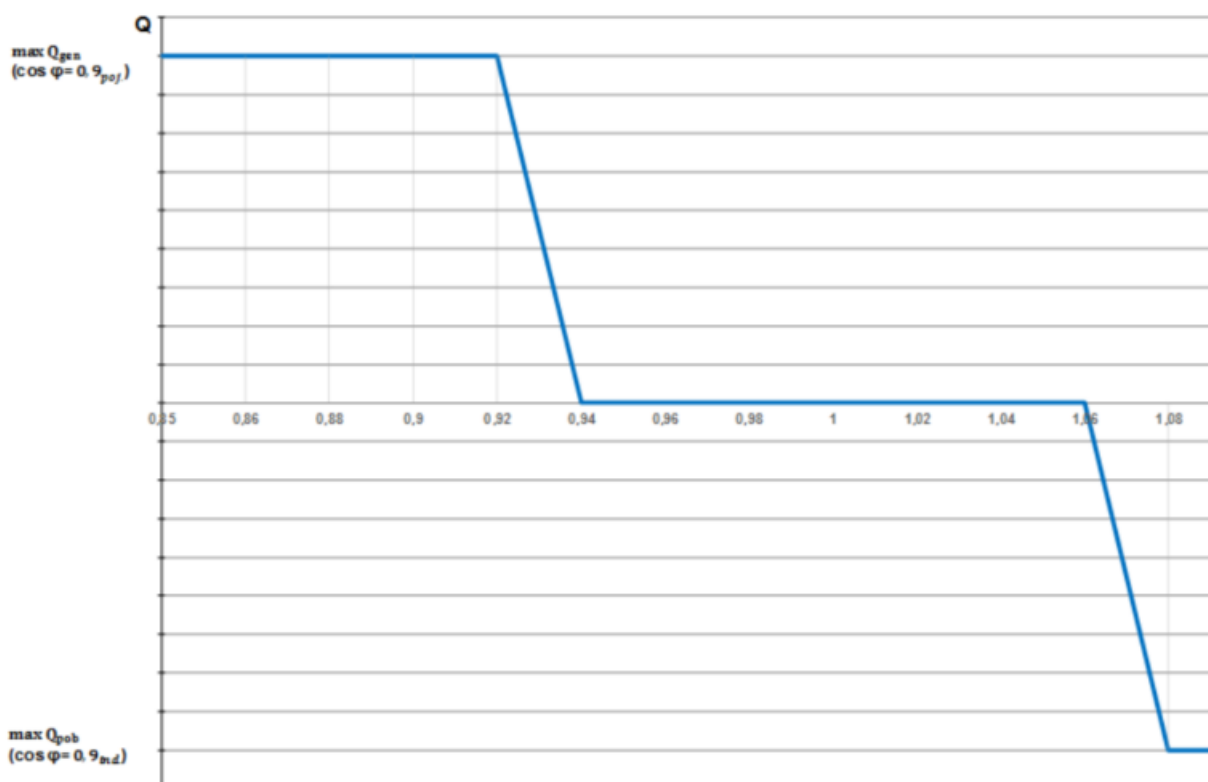
- b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \phi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- c) $\cos \phi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \phi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \phi = 0,9_{\text{poj}}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt. a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie Gryf. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

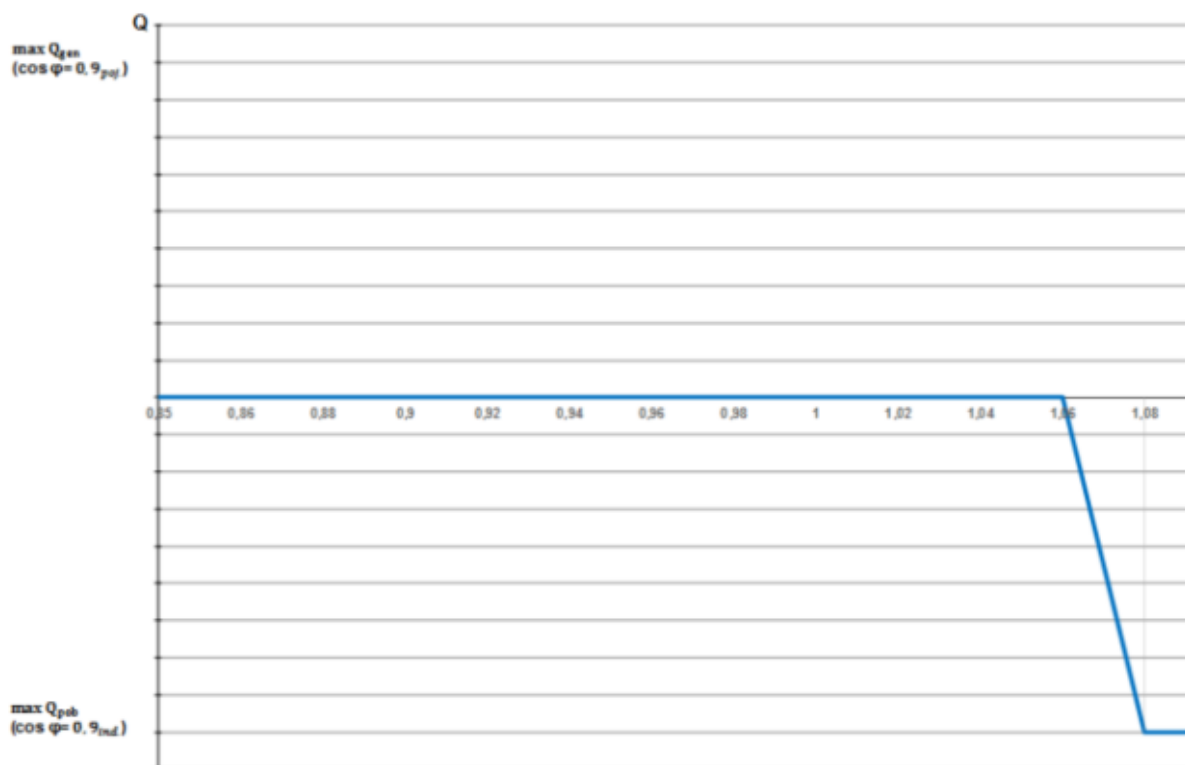
9.1.2.3 Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U).

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 2 i 3.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między Gryf, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 2. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez Gryf

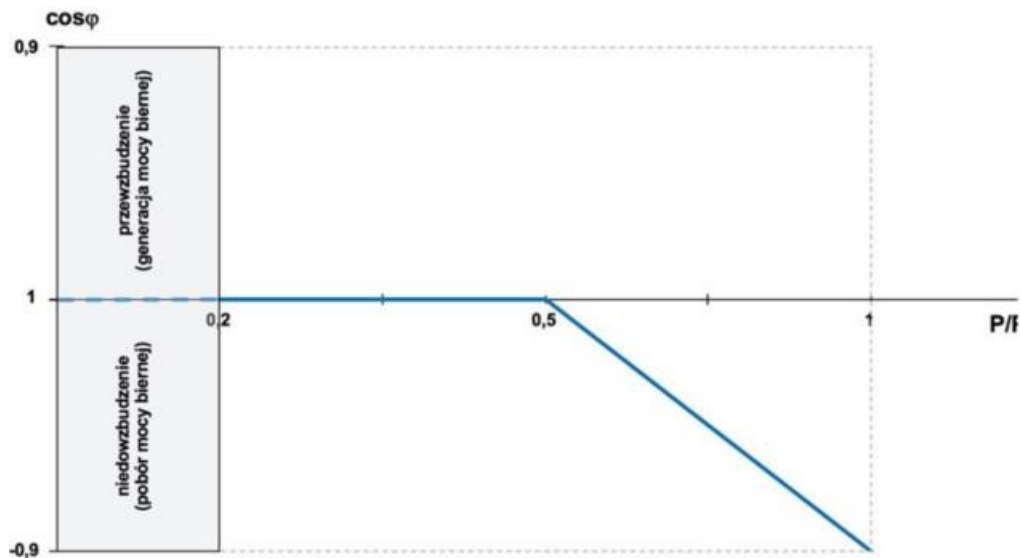


Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez Gryf

9.1.2.4 Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \phi (P)$.

W trybie $\cos \phi (P)$ sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys.

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 4. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \phi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez Gryf

9.1.3 Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.3.1 Mikroinstalacja powinna być przystosowana do zdalnego sterowania przez Gryf w zakresie zaprzestania generacji mocy czynnej. W przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW powinna ona być przystosowana do ograniczenia jej pracy lub odłączenia od sieci przez Gryf. Dla realizacji powyższych wymagań, mikroinstalacja powinna być wyposażona co najmniej w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC.

9.1.3.2 W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego działaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 Un. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.4 Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.4.1 Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń -

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 95
	Wersja do konsultacji publicznych	

zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji. Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez Gryf, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2 Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U _{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U _{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
¹⁾ 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej. Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

9.1.4.3 Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD

9.1.5 Jakość energii:

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1 Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 96
	Wersja do konsultacji publicznych	

użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać, co najmniej następujące informacje:

- a) nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) określenie typu, numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,
- c) moc znamionową,
- d) napięcie znamionowe,
- e) częstotliwość znamionowa,
- f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu,
- g) oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny. Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim. W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2 Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do Gryf.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji
w zależności od mocy zainstalowanej

Pn [kW]	$P_n \leq 3,68$	$3,68 < P_n < 10$	$10 < P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez Gryf			Możliwość zdalnego sterownia mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 97
	Wersja do konsultacji publicznych	

			tj. Zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna reedukacja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi (P)$	TAK		
Układ zabezpieczeń: komple zabezpieczeń nad i podnapięciowych, nad i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	TAK		
Sposób połączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GRYF

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1 Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz - 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 98
	Wersja do konsultacji publicznych	

rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2 Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 99
	Wersja do konsultacji publicznych	

Załącznik nr 2 – FORMULARZ POWIADOMIENIA GRYF O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY LUB UMOWIE KOMPLEKSOWEJ

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	Dane Sprzedawcy:
3.1.	nazwa
3.2.	kod nadany przez Gryf (w przypadku kiedy Gryf nadała taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP)
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (Odbiorcy)
5.1.	nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6.	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	Dane punktu poboru
6.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	miejscowość
6.4.	ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu
6.7.	nr działki (w przypadku braku administracyjnego numeru budynku)
7.	Data rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży/umowy kompleksowej

8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży/umową kompleksową w podziale na poszczególne punkty PPE w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości lub gdy podana wartość odbiega od historycznego zużycia, zostanie ona określona przez Gryf i traktowana według takich samych zasad jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku Gryf nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB do którego ma być przypisany URD
10.	Imię i nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

**Załącznik nr 3 LISTA KODÓW, KTÓRYMI GRYF INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O
WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW
SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH**

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. IRiESD-Bilansowanie
W-02(x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucyjnej pomiędzy Gryf a URDo
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucyjnej pomiędzy Gryf a POB Sprzedawcy lub URD _w
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego Sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD lub GUD-k pomiędzy Gryf a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja negatywna – brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna – zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

Załącznik nr 4 – Karta Aktualizacji

Karta aktualizacji nr Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Data wejścia w życie aktualizacji:
2. Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację
3. Przyczyna aktualizacji:
 - a.)
 - b.)
4. Numery punktów podlegających aktualizacji:
 - a.)
 - b.)
5. Nowe brzmienie instrukcji

	IRiESD – wersja 2.0. – wersja ze zmianami	Strona: 1
	Wersja do konsultacji publicznych	