

## KARTA AKTUALIZACJI

Karta aktualizacji nr 15/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji: 15.02.2024r.
2. Podmiot przeprowadzający aktualizację: PCC Energetyka Blachownia sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu.
3. Przyczyny aktualizacji:

Przedstawione w niniejszej Karcie Aktualizacji zmiany zapisów IRiESD wynikają z koniecznością dostosowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PCC Energetyka Blachownia sp. z o.o. do zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji sieci Dystrybucyjnej OSDp.

## 4. Numery punktów podlegających aktualizacji:

I.1.3.	II.4.7.1.7.	B.10.
I.1.5.	II.4.7.1.8.	C.1.2.
I.1.24.	II.4.7.1.9.	C.1.3.
I.4.2.	II.4.7.1.10.	C.1.4.
II.1.29.	II.4.7.1.11.	C.1.5.
II.1.30.	II.4.7.1.12.	C.1.6.
II.1.33. do II.1.41.	II.4.7.1.13.	C.1.7.
II.3.2.4.	II.4.7.2.1.	C.1.8.
II.3.2.12.	II.4.7.3.1.	C.1.12.
II.4.1.1. ppkt 6)	II.4.7.3.2.	C.1.19. – C.1.22.
II.4.1.8.	II.4.7.3.3.	F.1.7.
II.4.3.2. ppkt k)	V.6.	G.2.
II.4.7.	VIII.4.1. ppkt 4)	H.3.
II.4.7.1.1.	A.1.1.	H.4.
II.4.7.1.2.	A.3.8.	H.8.
II.4.7.1.3.	A.3.9.	H.9.
II.4.7.1.4.	A.4.3.8. – A.4.3.11	H.11.
II.4.7.1.5.	B.2.	

Słownik skrótów i definicji

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW  
ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ  
10. – 11.

## 5. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:

Pkt I.1.3.	<p>Pkt I.1.3. i otrzymuje brzmienie:</p> <p>„I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,</li> <li>b) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami),</li> <li>c) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2022 r., poz. 1510 z późn. zmianami),</li> <li>d) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-89(8)/2012/9195/KF z dnia 26.04.2012r. z późniejszymi zmianami o wyznaczeniu PCC ENERGETYKA BLACHOWNIA Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, zwanego dalej PCC EB,</li> <li>e) koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/101/9195/W/1/2/98/RG z dnia 16 lutego 1999 r. wraz z późn.zm.,</li> <li>f) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</li> <li>g) IRiESP-OIRE;</li> <li>h) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r., poz. 682 z późn. zmianami),</li> <li>i) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami),</li> <li>j) 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. zm.),</li> <li>k) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875),</li> <li>l) Taryfy PCC EB,</li> <li>m) zawarte w: <ul style="list-style-type: none"> <li>- rozporządzeniu 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,</li> <li>- rozporządzeniu 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) - NC RfG,</li> <li>- rozporządzeniu 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) - NC DC,</li> <li>- rozporządzeniu 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) - NC HVDC,</li> <li>- rozporządzeniu 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) - SO GL,</li> <li>- rozporządzeniu 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;</li> </ul> </li> </ol> <p>zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.</p>
------------	---

	W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstępowania na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki."
I.1.5.	Do pkt. I.1.5. zostają dodane ppkt 10 – 12 o treści: „10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej, 11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, 12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych."
I.1.24.	Zostaje dodany pkt I.1.24. o treści: „I.1.24. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2024 r."
I.4.2.	Pkt I.4.2. otrzymuje brzmienie: „I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku PCC EB opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej."
II.1.29.	Pkt II.1.29. otrzymuje brzmienie: „II.1.249. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.28. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.35 i II.1.36 informuje PCC EB o: 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynie energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany; 2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji."
II.1.30.	Pkt II.1.30. otrzymuje brzmienie: „II.1.30. Zapisów pkt. II. 1.28. i II.1.29. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi."
II.1.33. do II.1.41.	Zostają dodane pkt. II.1.33. do II.1.41. i o brzmieniu: „II.1.33. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW. II.1.34. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.33., ustala się na podstawie: 1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego; 2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej: a) Prosumentowi zbiorowemu lub b) Prosumentowi wirtualnemu. II.1.35. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje PCC EB, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PCC EB, zgodnie z zasadami

	<p>określonymi w pkt II.1.18. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.</p> <p>II.1.36. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z PCC EB umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.35.</p> <p>II.1.37. Zapisy pkt II.1.35. oraz II.1.36. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.</p> <p>II.1.38. Reprezentant prosumentów przekazuje PCC EB, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;</li> <li>2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;</li> <li>3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;</li> <li>4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;</li> <li>5) w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.</li> </ol> <p>II.1.39. Reprezentant prosumentów przekazuje PCC EB zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.38., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. PCC EB uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.</p> <p>II.1.40. PCC EB przed określeniem warunków przyłączenia dla wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej, uzgadniaj je z OSDp, do którego sieci jest przyłączony.</p> <p>II.1.41. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.40 obejmuje:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,</li> <li>2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia."</li> </ol>
II.3.2.4.	<p>Pkt II.3.2.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.3.2.4. PCC EB jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1, II.3.2.2. i II.3.2.3, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.</p> <p>PCC EB wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, z uwzględnieniem możliwości technicznych i organizacyjnych, po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.</p>

	PCC EB wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR."
II.3.2.12.	Zostaje dodany pkt II.3.2.12. o treści: „II.3.2.12. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego 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.4.1.1. ppkt 6)	Pkt II.4.1.1. ppkt 6) otrzymuje brzmienie: „6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów, w tym niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń"
II.4.1.8.	Zostaje dodany pkt II.4.1.8. o treści: „II.4.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy 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., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRIESD."
II.4.3.2. ppkt k)	Do pkt. II.4.3.2. zostaje dodany ppkt k) o treści: „k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej."
II.4.7.	Pkt II.4.7. otrzymuje brzmienie: „II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych."
II.4.7.1.1.	Pkt II.4.7.1.1. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRIESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych. Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRIESD, spoczywa na ich właścicielu. W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRIESD. Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt G.1., dla których PCC EB przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G."
II.4.7.1.2	Pkt II.4.7.1.2. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.2 Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien

	<p>przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.</p> <p>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 PCC EB. 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.”</p>
II.4.7.1.3.	<p>Pkt II.4.7.1.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe. Powyższe nie dotyczy układów pomiarowo-rozliczeniowych pracujących w sieci PCC EB o napięciu 0,5kV, gdzie dopuszcza się w drodze wyjątku, wyłącznie w przypadku symetrycznego obciążenia, za zgodą PCC EB stosowanie dwóch przekładników prądowych i dwóch przekładników napięciowych 500/100 V/V oraz liczników dwusystemowych do pomiaru energii elektrycznej w układzie Arona.”</p>
II.4.7.1.4.	<p>Pkt II.4.7.1.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się: <ol style="list-style-type: none"> <li>a) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,</li> <li>b) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,</li> <li>c) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony - w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,</li> <li>d) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,</li> <li>e) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego - w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,</li> <li>f) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do: <ul style="list-style-type: none"> <li>- jednostki wytwórczej lub</li> <li>- instalacji odnawialnego źródła energii, lub</li> <li>- hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii</li> </ul> </li> </ol> </li> </ol> <p>jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:</li> </ol>

	<p>a) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,</p> <p>b) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;</p> <p>3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:</p> <p>a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez PCC EB ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,</p> <p>b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych PCC EB transformujących napięcie SN/nN,</p> <p>c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne PCC EB, w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez PCC EB od OSDp, w celu zasilania potrzeb własnych PCC EB związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,</p> <p>4) w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.</p> <p>Za zgodą PCC EB, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA.”</p> <p>Zgoda PCC EB uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączony lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.</p>
II.4.7.1.5.	<p>Pkt II.4.7.1.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.”</p>
II.4.7.1.7.	<p>Pkt II.4.7.1.7. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 5 kategorii:</p> <p>a) kat. B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,</p> <p>b) kat. B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,</p> <p>c) kat. B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW</p> <p>d) kat. C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,</p> <p>e) kat. C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW.</p> <p>Wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci przez podmiot jest nieznaną, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej.</p>

	Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci."
II.4.7.1.8.	Pkt I.4.7.1.8. otrzymuje brzmienie: „I.4.7.1.8. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.”
II.4.7.1.9.	Pkt II.4.7.1.9. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.9. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa PCC EB.”
II.4.7.1.10.	Pkt II.4.7.1.10. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.10. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.”
II.4.7.1.11.	Pkt II.4.7.1.11. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa PCC EB, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej. W przypadku podmiotów zaliczonych do III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu. W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.”
II.4.7.1.12.	Pkt II.4.7.1.12. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.12. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.4.7.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach: a) 20 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo b) 5 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo c) 1 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S. W uzasadnionych przypadkach, za zgodą PCC EB, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.”
II.4.7.1.13.	Pkt II.4.7.1.13. otrzymuje brzmienie: „II.4.7.1.13. Do pomiarowego uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.”
II.4.7.2.1.	Pkt II.4.7.2.1. otrzymuje brzmienie:



	<p>„II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:</p> <p>a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,</p> <p>b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,</p> <p>c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,</p> <p>d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.”</p>
II.4.7.3.1.	<p>Pkt II.4.7.3.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:</p> <p>a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,</p> <p>b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.”</p>
II.4.7.3.2.	<p>Pkt II.4.7.3.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„II.4.7.3.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:</p> <p>a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,</p> <p>b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.”</p>
II.4.7.3.3.	<p>Zostaje dodany pkt II.4.7.3.3. o treści:</p> <p>„II.4.7.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.4.7.3.1. i II.4.7.3.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.”</p>
V.6.	Zostaje usunięty pkt V.6.
VIII.4.1. ppkt 4)	<p>W pkt. VIII.4.1. ppkt 4) otrzymuje brzmienie:</p> <p>„4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:</p> <p>a) ogłoszeń prasowych lub internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,</p> <p>b) indywidualnych zawiadomień pisemnych lub telefonicznych lub za pomocą środka komunikacji elektronicznej - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;”</p>
A.1.1.	<p>Pkt A.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:</p> <p>a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,</p> <p>b) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami)</p> <p>c) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-89(8)/2012/9195/KF z dnia 26.04.2012r. z późn. zmianami o wyznaczeniu PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, zwanego dalej „PCC EB”,</p> <p>d) koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/101/9195/W/1/2/98/RG z dnia 16 lutego 1999 r. wraz z późniejszymi zmianami,</p> <p>e) taryfy PCC EB,</p>

	<p>f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD OSDp) opracowanej przez TAURON Dystrybucja S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</p> <p>g) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</p> <p>h) IRiESP-OIRE;</p> <p>i) Określone w opracowanych przez PSE S.A. Warunkach dotyczących bilansowania (zwanym dalej "WDB"), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,</p> <p>j) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami),</p> <p>k) 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,</p> <p>l) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875),</p> <p>m) 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),</p> <p>n) 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).”</p>
A.3.8.	<p>Pkt A.3.8. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„A.3.8. PCC EB zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:</p> <p>a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,</p> <p>b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,</p> <p>c) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,</p> <p>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.”</p>
A.3.9.	<p>W pkt. A.3.9. na końcu zostaje dodany akapit:</p> <p>„W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) PCC EB wstrzymuje z dniem określonym zgodnie z lit. b) realizację umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.8.”</p>
A.4.3.8. – A.4.3.11	<p>Dodaje się nowe pkt. A.4.3.8. do A.4.3.11. i otrzymują one brzmienie:</p> <p>„A.4.3.8. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami lub prosumentami zbiorowymi, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z PCC EB, jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:</p> <p>a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z PCC EB,</p> <p>b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez PCC EB,</p> <p>c) warunki świadczenia przez PCC EB usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,</p> <p>d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,</p> <p>e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,</p> <p>f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,</p> <p>g) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,</p>

	<p>h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PCC EB o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,</p> <p>i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,</p> <p>j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej,</p> <p>A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 4 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla PCC EB i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.</p> <p>A.4.3.10. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, PCC EB i sprzedawcy zawrą nową GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD, zgodnie z obowiązującym w PCC EB wzorcem GUD dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.</p> <p>A.4.3.11. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, PCC EB i sprzedawcy zawrą nową GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K, zgodnie z obowiązującym w PCC EB wzorcem GUD-K dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE."</p>
B.2.	<p>Na końcu pkt. B.2. dodaje się akapit:          „W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, PCC EB zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.”</p>
B.10.	<p>Pkt B.10. otrzymuje brzmienie:          „B.10. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci TAURON Dystrybucja, z URDO wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, z wyłączeniem Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE”</p>
C.1.2.	<p>W pkt. C.1.2. litera c) otrzymuje brzmienie:          „c) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,”</p>
C.1.3.	<p>Pkt C.1.3. otrzymuje brzmienie:          „C.1.3. PCC EB pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). PCC EB pozyskuje te dane w postaci:</p> <p>a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu</p> <p>b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.</p> <p>Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.</p> <p>PCC EB pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:</p> <p>1) 1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,</p> <p>2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy PCC EB, a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PCC EB harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.”</p>
C.1.4.	<p>Pkt C.1.4. otrzymuje brzmienie:</p>

	„C.1.4. PCC EB wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2. lit. c) i C.1.2. lit. d), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej PCC EB i wprowadzoną do tej sieci.”
C.1.5.	<p>Pkt C.1.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„C.1.5. PCC EB wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:</p> <p>a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub</p> <p>b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub</p> <p>c) zastępczych danych pomiarowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub</p> <p>d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., 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.”</p>
C.1.6.	<p>Pkt C.1.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez PCC EB danych pomiarowych, PCC EB wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.”</p>
C.1.7.	<p>Pkt C.1.7. otrzymuje brzmienie:</p> <p>„C.1.7. PCC EB wyznacza zastępcze dane pomiarowe:</p> <p>1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:</p> <p>a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub</p> <p>b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;</p> <p>2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.</p> <p>PCC EB wyznacza skorygowane dane pomiarowe:</p> <p>1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub</p> <p>2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.</p>

	Powyższe zasady nie mają zastosowania jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe..”
C.1.8.	Pkt C.1.8. otrzymuje brzmienie: „C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez PCC EB rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od PCC EB, PCC EB wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego: 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące, 2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.”
C.1.12.	Pkt. C.1.12. otrzymuje brzmienie: „C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, PCC EB w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD. Sposób udostępniania sprzedawcom danych pomiarowych wskazanych w pkt C.1.11. lit. a) określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.8.”
C.1.19. – C.1.22.	Zostają dodane pkt. C.1.19. do C.1.22. i otrzymują brzmienie: „C.1.19. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w LSPR. C.1.20. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to PCC EB ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G. C.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym PCC EB. C.1.22. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.21., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej: 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz; 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.”
F.1.7.	Pkt F.1.7. otrzymuje brzmienie: „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. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga

	dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRIESD.”
G.2.	W pkt. G.2. ostatni akapit otrzymuje brzmienie: „Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez PCC EB na potrzeby, o których mowa w pkt C.1.2.”
H.3.	Pkt H.3. otrzymuje brzmienie: „H.3. W przypadkach umów kompleksowych zawartych ze sprzedawcą innym niż PCC EB - postępowanie reklamacyjne realizowane jest na następujących zasadach: - URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 7). - URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z PCC EB umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do PCC EB. - Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny 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 energii elektrycznej do tego sprzedawcy.”
H.4.	W pkt. H.4. ppkt 8 otrzymuje brzmienie: „8. przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z PCC EB.”
H.8.	Pkt. H.8. otrzymuje brzmienie: „H.8. PCC EB rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż: a) określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do innego niż PCC EB sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń z PCC EB lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy PCC EB, 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 PCC EB do sprzedawcy, d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami. e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami. W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, PCC EB we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.”
H.9.	Pkt H.9. otrzymuje brzmienie: „H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane: a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) – w sposób określony w GUD-K, b) w przypadkach o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) - w sposób określony w pkt H.2.”
H.11.	Pkt H.11. otrzymuje brzmienie: „H.11. PCC EB rozstrzyga wnioski o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie: a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD

	<p>niebędących konsumentami. PCC EB 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. PCC EB przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.”</p>
Oznaczenia skrótów	<p>W Słowniku skrótów i definicji dodaje się nowe skróty: CSIRE - Centralny system informacji rynku energii EIC - Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme) IRiESP-OIRE - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii NN - Najwyższe napięcia OIRE - Operator informacji rynku energii PP - Punkt pomiarowy PPB - Punkt pomiarowy - licznik bilansujący PPI - Punkt pomiarowy – inny PPW - Punkt pomiarowy - punkt wymiany Prosument wirtualny - Prosument wirtualny energii odnawialnej</p>
Pojęcia i definicje	<p>Analizator jakości energii elektrycznej - Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej Bezpośredni układ pomiarowy - Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię Farma wiatrowa - Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą Farma fotowoltaiczna - Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą Grupy przyłączeniowe - Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV, d) grupę IV stanowią 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, e) grupę V stanowią 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, f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie,</p>

	<p>zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, jednak nie dłuższy niż rok.</p> <p>Kod EIC - Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53)</p> <p>Moc umowna - Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <p>a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo</p> <p>b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodziennej pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiaroworozliczeniowych, 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 średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodziennej pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.</p> <p>Obiekt pomiarowy - Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.</p> <p>Operator informacji rynku energii - Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii</p> <p>Pośredni układ pomiarowy - Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię</p> <p>Półpośredni układ pomiarowy - Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię</p> <p>Proces rynku energii - Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną</p> <p>Prosument wirtualny - Prosument wirtualny energii odnawialnej</p> <p>Prosument wirtualny energii odnawialnej - Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, 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</p>
--	---



	<p>Przyłącze - Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, które świadczy na rzecz podmiotu przyłączonego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej</p> <p>Punkt pomiarowy (PP) - Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej</p> <p>Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB) - Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej dla stacji elektroenergetycznej transformującej średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej PCC EB</p> <p>Punkt pomiarowy - inny (PPI) - Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.</p> <p>Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW) - Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.</p> <p>Reprezentant prosumentów - Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe</p> <p>Rozporządzenie pomiarowe - Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).</p> <p>Rozporządzenie systemowe - Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), z późniejszymi zmianami).</p> <p>Rozporządzenie taryfowe - Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505 z późniejszymi zmianami).</p> <p>Saldo dekrementujące - Liczbę wyrażoną w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostałą do wykorzystania przez URDO dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej</p> <p>Skorygowane dane pomiarowe - Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.</p> <p>Spółdzielnia energetyczna - Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.</p> <p>System pomiarowy - System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki</p>
--	--

	<p>konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii</p> <p>TCM - Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie 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. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci</p> <p>Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej - Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza, z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K</p> <p>Zastępcze dane pomiarowe - Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu</p>
	<p>SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ</p>
1.7.	<p>Zostaje dodany pkt 1.7. o treści:</p> <p>„1.7. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.”</p>
10. – 11.	<p>Zostają dodane pkt. 10. do 11. o treści:</p> <p>„10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB.</p> <p>10.1. Postanowienia ogólne</p> <p>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).</p> <p>10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości</p> <p>10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.</p>

	<p>10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U) 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.</p> <p>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.</p> <p>Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.</p> <p><b>11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH</b></p> <p><b>11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)</b></p> <p><b>11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami PCC EB. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy PCC EB należy zapewnić możliwość:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),</li> <li>2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),</li> <li>3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, niezależnie od własności tego wyłącznika).</li> </ol> <p>W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).</p> <p><b>11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.</b></p> <p><b>11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania, stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRiESD.</b></p> <p><b>11.1.4. PCC EB, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PCC EB. OSDp albo OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może, za pośrednictwem służb dyspozytorskich PCC EB, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci PCC EB. W przypadku, gdy zaniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy wiatrowej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy wiatrowej nie gwarantują farmie wiatrowej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zaniżenia mocy czynnej.</b></p>
--	--

**11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)**

11.2.1. PCC EB, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, niezależnie od własności tego wyłącznika, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PCC EB. OSDp albo OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci PCC EB, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich PCC EB.

11.2.2. W przypadku gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy fotowoltaicznej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.

11.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1.-11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

11.2.4. Postanowienia punktów 11.2.1-11.2.3. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy PCC EB."