

KARTA AKTUALIZACJI

Karta aktualizacji nr 9/2020 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji: 1.10.2020r.
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 OSD zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 11.08.2020 r.

4. Numery punktów podlegających aktualizacji:

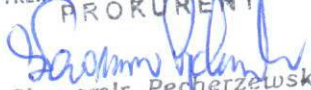
I.1.3.
I.1.4.
I.1.22.
I.4.1.
I.4.3. ppkt i)
II.1.28.
II.4.3.2. ppkt c)
II.4.7.1.4.
IV.1.1.
IV.1.3.
IV.1.4.
IV.1.6.
VIII.4.1. ppkt 10)
A.1.1.
A.3.1.
A.4.3.1. ppkt e)
A.4.3.4. ppkt. h), i)
A.4.3.6.
A.5.1.
A.10.1.1.
A.10.2.9.
B.10.
C.1.11. ppkt a)
E.1.
H.5
„Słownik skrótów i definicji”

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Zatwierdzono:

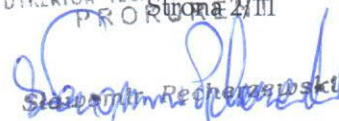
PREZES ZARZĄDU
DYREKTOR NACZELNY


Andrzej Brzoza

DYREKTOR TECHNICZNY / I PRODUKCJI
PROKURENT

Piotr Pecherzowski

5. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:

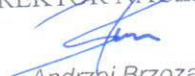
pkt I.1.3.	<p>Pkt I.1.3 otrzymuje brzmienie:</p> <p>I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:</p> <p>a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne - zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2020 r., poz. 833 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,</p> <p>b) ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 2019r., poz. 1040 z późn. zmianami),</p> <p>c) 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,</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 późn.zm.,</p> <p>e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</p> <p>f) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2019r., poz. 1186 z późn. zm.),</p> <p>g) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii - zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2020r., poz. 261 z późn. zmianami),</p> <p>h) Taryfy PCC EB,</p> <p>i) zawarte w:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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, - 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, - 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, - 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, - 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, - 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; <p>zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.</p> <p>W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstąpienia 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.</p>
pkt I.1.4.	<p>Pkt I.1.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - PCC EB w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń,</p>


Andrzej Brzoza
Andrzej Brzoza

	instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.
pkt I.1.22	Zostaje dodany nowy pkt I.1.22.: W przypadku gdyby zakres przedmiotowy IRiESD pokrywał się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, to: 1) w przypadku, gdyby wystąpiła rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, PCC EB niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi 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.
pkt I.4.1.	Pkt I.4.1. otrzymuje brzmienie: I.4.1. PCC EB świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.
pkt I.4.3. ppkt i)	W pkt. I.4.3. ppkt i) otrzymuje brzmienie: i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.
pkt II.1.28	Pkt II.1.28 otrzymuje brzmienie: II.1.28. 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 2019r., poz. 1292 z późn. zmianami), niebędący prosumentem, informuje PCC EB o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PCC EB.
pkt II.4.3.2. ppkt c)	W pkt. II.4.3.2. ppkt c) otrzymuje brzmienie: c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
pkt II.4.7.1.4.	Pkt II.4.7.1. otrzymuje brzmienie: II.4.7.1. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane: a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych, b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony, c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii (z wyjątkiem nowo przyłączanych), dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez PCC EB ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

pkt IV.1.1.	<p>Pkt IV.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>IV.1.1. OSP, 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.</p> <p>OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER</p>
pkt IV.1.3.	<p>Pkt IV.1.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również „procedurami awaryjnymi”. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa TCM.</p>
pkt IV.1.4.	<p>Pkt IV.1.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>IV.1.4. OSP ma prawo stosować zgodnie z TCM procedury awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.
pkt IV.1.6.	<p>Pkt IV.1.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>IV.1.6. PCC EB wraz z OSDp podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie planu odbudowy.</p>
pkt VIII.4.1. ppkt 10)	<p>W pkt VIII.4.1. ppkt 10) otrzymuje brzmienie:</p> <p>10) udzielanie bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie</p>
pkt 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> <ul style="list-style-type: none"> a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r., poz. 833 z późn. zmianami), zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, b) 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”, c) 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>d) taryfy PCC EB,</p> <p>e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRIESD OSDp) opracowanej przez TAURON Dystrybucja S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</p> <p>f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,</p> <p>g) Określone w opracowanych przez PSE S.A. Warunkach dotyczących bilansowania (zwanym dalej "WDB"), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,</p> <p>h) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020r., poz. 261 z późn. zmianami) zwaną dalej „Ustawą OZE”,</p> <p>i) 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>W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstąpienia 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.</p>
pkt A.3.1.	<p>Pkt A.3.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.</p>
pkt A.4.3.1. ppkt e)	<p>W pkt. A.4.3.1. ppkt e) otrzymuje brzmienie:</p> <p>e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z PCC EB.</p>
pkt A.4.3.4. ppkt. h), i)	<p>W pkt. A.4.3.4. ppkt. h) oraz i) otrzymują brzmienie:</p> <p>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 WDB,</p> <p>i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,</p>
pkt A.4.3.6.	<p>Pkt A.4.3.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania PCC EB zawiera z PCC EB 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 PCC EB oferty sprzedaży rezerwowej. Podmiot ten może wyrazić wolę pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego na warunkach określonych w GUD. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a PCC EB oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać</p>

Andrzej Brzoza



Grzegorz Pecherzowski

	<p>energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD 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 ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez PCC EB z tym URD,</p> <p>c) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,</p> <p>d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,</p> <p>e) 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>f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy,</p> <p>g) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.</p>
pkt A.5.1.	<p>Pkt A.5.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>A.5.1. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci OSDp/OSDn, a więc zarówno dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej jak i w zakresie obszaru sieci PCC EB w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRIESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych. PCC EB współpracuje z OSDp w zakresie administrowania rynkiem bilansującym na obszarze sieci PCC EB na zasadach określonych w IRIESD OSDp oraz w umowie zawartej między OSDp i PCC EB.</p>
pkt A.10.1.1.	<p>Pkt A.10.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>A.10.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa WDB.</p>
pkt A.10.2.9.	<p>Pkt A 10.2.9. otrzymuje brzmienie:</p> <p>A.10.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PCC EB do OSDp danych pomiarowych.</p> <p>Korekty powinny być wykonane w takim terminie, aby OSDp mógł po ich otrzymaniu dokonać następnie korekt danych pomiarowych do OSP w terminach określonych w IRIESP i IRIESD OSDp.</p> <p>Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.</p>
pkt B.10.	<p>Pkt B.10. otrzymuje brzmienie:</p> <p>B.10. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci PCC EB, z URDo wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana</p>

	po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.
pkt C.1.11. ppkt a)	<p>W pkt. C.1.11. ppkt a) otrzymuje brzmienie:</p> <p>a) Sprzedawcom:</p> <ul style="list-style-type: none"> - o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy PCC EB, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez PCC EB, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy PCC EB, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych, - za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane godzinowe URD po ich pozyskaniu przez PCC EB zgodnie z pkt. C.1.3.a), - oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację.
pkt E.1.	<p>Pkt E.1. otrzymuje brzmienie;</p> <p>E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz WDB. POB jest ustanawiany przez:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PCC EB; 2) URD typu wytwórca (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PCC EB. URD_O wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z PCC EB, ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_O. POB może być wyłącznie podmiot, który posiada także zawartą umowę dystrybucyjną w tym zakresie z OSDp. Sprzedawca nie może wskazać innego POB w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z PCC EB, niż ten, który został wskazany w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z OSDp.
pkt H.5.	<p>Pkt H.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową ze sprzedawcą innym niż PCC EB, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do PCC EB. PCC EB 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 PCC EB w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. PCC EB bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. PCC EB 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. PCC EB

	<p>wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,</p> <p>3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym PCC EB w terminie 2 dni roboczych. PCC EB 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,</p> <p>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,</p> <p>5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do PCC EB przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. PCC EB w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD niezwłocznie przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRIESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie PCC EB,</p> <p>6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:</p> <p>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,</p> <p>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,</p> <p>sprzedawca przekazuje PCC EB w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.</p> <p>PCC EB 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,</p> <p>6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez PCC EB bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, PCC EB przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez PCC EB standardów jakościowych obsługi odbiorców, - 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, - 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, <p>6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6a) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,</p> <p>6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje PCC EB reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. PCC EB po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w</p>
--	---

	<p>terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,</p> <p>7) 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 PCC EB w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. PCC EB niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,</p> <p>8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie PCC EB, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do PCC EB kopię odpowiedzi udzielonej URD.</p> <p>Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7), w którym to przypadku PCC EB udziela odpowiedzi bezpośrednio URD i jednocześnie informuje sprzedawcę o treści tej odpowiedzi.</p>
Słownik skrótów i definicji	<p>W słowniku skrótów i definicji:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zostaje wykreślona definicja „IRiESP Bilansowanie” - skrót „JWCD” otrzymuje brzmienie: <p>JWCD Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza typu D przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110kV, o mocy co najmniej 50 MW, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP</p> <ul style="list-style-type: none"> - skrót „nJWCD” otrzymuje brzmienie: <p>nJWCD Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP</p> <ul style="list-style-type: none"> - skrót „OSD” otrzymuje brzmienie: <p>OSD Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego</p> <ul style="list-style-type: none"> - skrót „OSDp” otrzymuje brzmienie: <p>OSDp Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową - TAURON Dystrybucja S.A.</p> <ul style="list-style-type: none"> - skrót „OSP” otrzymuje brzmienie: <p>OSP Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.</p> <ul style="list-style-type: none"> - zostaje dodany skrót: <p>WDB Warunki dotyczące bilansowania</p> <ul style="list-style-type: none"> - zostaje wykreślona definicja „Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)” - definicja „Jednostka wytwórcza” otrzymuje brzmienie: <p>Jednostka wytwórcza Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń</p>

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.

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.

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) - 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 Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.

Podział modułów wytwarzania energii:

- a) 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,
- b) 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,
- c) 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,
- d) 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.

- definicja „Rynek bilansujący” otrzymuje brzmienie:

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.

- definicja „Uczestnik Rynku Detalicznego” otrzymuje brzmienie:

Uczestnik Rynku Bilansującego Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, 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 WDB;

- zostają dodane definicje:

<p>Prosument Prosument energii odnawialnej</p> <p>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.</p> <p>Prosument energii odnawialnej Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na potrzeby własne 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)</p> <p>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 z 14.08.2009, 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 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.</p> <p>Układ ARNE Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.</p> <p>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.</p>
--

