



GRUPA

TAURON

ENION

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.**

SPIS TREŚCI

A.	Postanowienia wstępne	3
A.1.	Uwarunkowania formalno-prawne	3
A.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy	4
A.3.	Ogólne zasady organizacyjne funkcjonowania rynku bilansującego	5
A.4.	Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania	6
A.5.	Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych	8
B.	Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej	11
B.1.	Ogólne zasady	11
B.2.	Weryfikacja powiadomień	11
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	13
C.1.	Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych	13
C.2.	Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	17
C.3.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD URB _{SD}	27
	Procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie	27
D.	handlowe	
E.	Postępowanie reklamacyjne	29
F.	Procedury zmiany sprzedawcy	30
F.1.	Wymagania ogólne	30
F.2.	Procedura zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy z urzędu (pierwsza zmiana sprzedawcy)	31
F.3.	Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę (kolejne zmiany sprzedawcy) ..	31
F.4.	Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	32
G.	Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia	34
H.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	45
I.	Słownik pojęć i definicji	47
I.1.	Oznaczenia skrótów	47
I.2.	Pojęcia i definicje	48

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

- A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących dokumentów:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami oraz Dz. U. z 2007 r., nr 21, poz. 124 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej Instrukcji,
 - b) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-94(10)/2717/2008/PJ z dnia 31 grudnia 2008 r. o wyznaczeniu ENION S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego z późniejszymi zmianami,
 - c) koncesji ENION S.A. (zwanej dalej „Operatorem Systemu Dystrybucyjnego” – w skrócie „OSD”) nr PEE/54/2717/W/2/2007/BT z dnia 4 października 2007 r. z późniejszymi zmianami
 - d) aktualnej taryfy OSD,
 - e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- A.1.2. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając reprezentowanie podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w rynku bilansującym.
- A.1.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110kV i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania (umowy przesyłowe) z OSP oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji (umowy dystrybucji) z właściwym do miejsca przyłączenia Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, są objęte obszarem rozszerzonym rynku bilansującego i uczestniczą w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- A.1.4. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- A.1.5. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD.
- A.1.6. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- A.1.7. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.8. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- A.1.9. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- a) przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- A.1.10. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- A.1.11. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.1.12. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- A.1.13. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE, OSD publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie lub wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie. Operator Systemu Dystrybucyjnego udostępnia IRiESD-Bilansowanie do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- A.1.14. IRiESD-Bilansowanie jest regulaminem w rozumieniu art. 384 par. 1 KC.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania w systemie dystrybucyjnym,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,

- d) wymagania dla układów pomiarowo - rozliczeniowych,
 - e) zasady przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - f) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - i) postępowanie reklamacyjne,
 - j) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSD, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.
- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
 - b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) Uczestników Rynku Bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
 - d) sprzedawców,
 - e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

- A.3.1. Zasady funkcjonowania rynku bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest PSE-Operator S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.
- A.3.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę lub przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w punkcie D.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w p.A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w punkcie D.
- A.3.8. Informacja o sprzedawcy, o którym mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1 podpunkt b) (zwanym dalej sprzedawcą rezerwowym), podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem www.enion.pl.

A.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

- A.4.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i umowach dystrybucji.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy oraz muszą posiadać zawartą z OSD umowę dystrybucji.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

- A.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań p.A.4.3.4., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSD,
 - zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD,
 - zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_W) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD.
- A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 1 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
- wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórcy,
 - sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD

do odbiorcy w okresie następującym bezpośrednio po wstrzymaniu realizacji umów sprzedaży energii w związku z utratą sprzedawcy rezerwowego.

A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSD, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym podmiotów działających na obszarze OSD,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- i) algorytm wyznaczania energii rzeczywistej w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB).

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD, posiadający zawartą z tym OSD umowę dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji”) może pełnić funkcję sprzedawcy, w tym sprzedawcy rezerwowego, po uzgodnieniu tego faktu w generalnej umowie dystrybucji. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 3 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki realizacji, bądź wstrzymania realizacji, umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych pomiędzy wszystkimi odbiorcami z obszaru działania OSD a sprzedawcą,
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów,

w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,

- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- h) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- i) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- j) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD, w tym w szczególności odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy,
- k) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.5. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.4. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy sprzedaż energii do URD jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. OSD bierze udział w administrowaniu konfiguracją rynku bilansującego na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku bilansującego i detalicznego w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowywanie do POB określonych MB służących do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) przyporządkowywanie sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- c) przyporządkowywanie URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- d) udział w procedurze zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazywanie do OSP danych konfiguracyjnych niezbędnych do monitorowania poprawności konfiguracji rynku hurtowego,
- f) rozpatrywanie reklamacji POB dotyczących danych konfiguracyjnych

i wprowadzanie niezbędnych korekt.

- A.5.3. OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.
- A.5.4. OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- a) URD typu wytwórca - AAAA_ENID_WX_XXXXXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe URD)..._...(kod OSD)..._WX...(numer kolejny URD)...,
 - b) URD typu odbiorca - AAAA_ENID_OX_XXXXXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe URD)..._...(kod OSD)..._OX...(numer kolejny URD)...,
 - c) Sprzedawca - BBBB_ENID_PX_XXXXXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe Sprzedawcy)..._...(kod OSD)..._PX...(numer kolejny Sprzedawcy)...,
- A.5.5. Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy OSD i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy przesyłowej.
- A.5.6. Sprzedawcy nie posiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.
- A.5.7. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej, o ile jest to inny operator niż ten, który nadał temu sprzedawcy kod identyfikacyjny.
- A.5.8. W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego, stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji, przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- A.5.9. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz właściwym OSD. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.5.10. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.11. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_CCCC_XX_1234_BBBB_CK, gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(typ URD)_(numer obiektu $_{FD}MB(MB_O \text{ lub } MB_W)$)_(oznaczenie literowe Sprzedawcy)_CK(kierunek przepływu energii czynnej,

A.5.12. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:
ENID_XYYZVVVVVV, gdzie:

(ENID-kod OSD)(X-nr oddziału)(YY- nr rejonu)(Z- numer bilingu)(VVVVVV - nr kolejny punktu w bilingu)

A.5.13. Identyfikatory ilości energii w Fizycznych Punktach Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:

ENID_XYYZVVVVVV_CK

gdzie: *_CK-kierunek przepływu energii czynnej,*

B. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

B.1. OGÓLNE ZASADY

- B.1.1. Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:
- a) odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (URD_O),
 - b) sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z URD_O.
- B.1.2. Powiadomienia o których mowa w p. B.1.1. dokonują obie strony umowy zgodnie z procedurą określoną w punkcie F.2. i F.3. Powiadomienie to dokonywane jest na formularzu określonym przez OSD (dostępnym na stronie www.enion.pl), zawierającym co najmniej:
- a) strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
 - b) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
 - c) okres obowiązywania umowy,
 - d) datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
 - e) planowane ilości energii objętej umową w podziale na okresy określone przez OSD.
- B.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie w zakresie danych określonych w p.B.1.2.

B.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- B.2.1. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w p.B.1.2., w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w p.B.2.1., OSD przystępuje do konfiguracji Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) należących do URD, które wchodzi w skład:
- MB przyporządkowanego POB,
 - MDD przyporządkowanego sprzedawcom i POB.
- B.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:

- a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
- b) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami wykonanymi przez strony umowy; lub
- c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
- d) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
- e) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSD zgłoszenia drugiej strony umowy,

OSD informuje w terminie określonym w p.B.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.

- C.1.1. OSD pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej. OSD może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.
- C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:
- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD,
 - c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
 - d) agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
 - e) udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- C.1.4. OSD wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w p.C.1.2.c) i p.C.1.2.d), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- C.1.5. OSD wyznacza ilości energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych; lub
 - b) danych prognozowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej Instrukcji, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych; lub
 - c) danych prognozowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub
 - d) standardowych profili zużycia (o których mowa w pkt. G), ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanego zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD udostępnia dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.
- C.1.9. OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe POB w MB z dokładnością do 1 kWh,.
- OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe POB w MDD, sprzedawcom w MDD i FPP, w kWh z dokładnością do 1Wh przy czym:
- dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
 - wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR w kWh z dokładnością do 1Wh , a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.
- C.1.10. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego $_{FD}MB$:
- Ilość energii rzeczywistej w $_{FD}MB$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych MDD wchodzących w skład $_{FD}MB$
- $$ER_{MBi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{MDD}^h$$
- gdzie:
- ER_{MBi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym $_{FD}MB$ w godzinie h
- ER_{MDD}^h - ilość energii rzeczywistej w MDD wchodzącym w skład i -tego $_{FD}MB$ w godzinie h
- C.1.11. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $_{p}MDD$ w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

$$ED_{MDDj}^h = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\sum_{Z=1}^n ED_{Zk}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

ED_{MDDj}^h - ilość energii deklarowanej w j -tym $pMDD$ w godzinie h

ED_{Zk}^M - deklarowany, pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M , w FPP wchodzącym w skład j -ego $pMDD$, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ,

$\sum_{h=1}^m E_{PSkh}$ - suma ilości godzinowych energii standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M

E_{PSkh} - wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h

K - liczba typów profili przydzielonych dla FPP wchodzących w skład $pMDD$

n - liczba FPP wchodzących w skład j -tego $pMDD$, którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k

m - liczba godzin w miesiącu M

C.1.12. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $pMDD$ w cyklu korekty na RB:

$$ER_{MDDj}^{hT} = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\sum_{Z=1}^n ER_{ZkT}^M}{\sum_{h=1}^{mT} E_{PSkhT}} * E_{PSkhT} \right)$$

gdzie:

ER_{MDDj}^{hT} - ilość energii rzeczywistej w j -tym $pMDD$ w godzinie h należącej do strefy T

ER_{ZkT}^M - rzeczywisty, wyznaczony na podstawie odczytu urządzeń pomiarowych pobór energii w strefie T dla okresu rozliczeniowego M , w FPP wchodzącym w skład j -ego $pMDD$, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k

$\sum_{h=1}^{mT} E_{PSkhT}$ - suma ilości godzinowych energii w strefie T standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M

E_{PSkhT} - wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h należącej do strefy T

- K - liczba typów profili przydzielonych dla FPP wchodzących w skład $pMDD$
- n - liczba FPP wchodzących w skład j -tego $pMDD$, którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k
- m - liczba godzin w miesiącu M należących do strefy T
- T - strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej określona w obowiązującej taryfie OSD

C.1.13. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMD):

Ilość energii rzeczywistej w FMD w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład FMD

$$ER_{MDi}^h = \sum_{j \in i} ER_{FPP}^h$$

gdzie:

ER_{MDi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym FMD w godzinie h

ER_{PDE}^h - ilość energii rzeczywistej w FPP wchodzącym w skład i -tego FMD w godzinie h

C.1.14. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP. Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczone w oparciu o dane prognozowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.

C.1.15. Przekazywanie danych pomiarowych pomiędzy OSP i OSD jest realizowane poprzez system WIRE w MWh z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

- dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności systemów informatycznych LSPR,
- wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 Wh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń,
- dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

C.1.16. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez systemy wymiany informacji OSD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a POB.

C.1.17. Dane pomiarowe udostępniane są przez OSD dla URD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD

a URD.

- C.1.18. Udostępniane przez OSD, w tym także dane pomiarowo-rozliczeniowe wyznaczone w oparciu o dane prognozowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSD w przewidzianych w IRiESD okresach reklamacyjnych.
- C.1.19. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD w okresach (cyklach) nie dłuższych niż wynikających z okresu rozliczeniowego usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD.
- W przypadku braku danych stanowiących podstawę do rozliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- C.1.20. URD oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w pkt E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

C.2.1. Wymagania ogólne

- C.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
 - b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.
- Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. OSD dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy w przypadku, gdy jest on właścicielem tego układu.
- C.2.1.2. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz ze świadectwem wzorcowania przekładnika lub jego badań kontrolnych przekazuje do OSD.
- C.2.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- C.2.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:
- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest

przyłączony,

- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

Za zgodą OSD, w uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA włącznie.

- C.2.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- C.2.1.6. OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i zabezpieczenia danych przed utratą.
- C.2.1.7. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

C.2.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
- c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- h) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii.

- C.2.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- C.2.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
 - dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- C.2.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- C.2.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 50 – 120% ich prądu znamionowego, a w przypadku istniejących układów pomiarowych w granicach 20 – 120% ich prądu znamionowego.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- C.2.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- C.2.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 . Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych dla układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 .

- C.2.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- C.2.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt C.2.1.8., dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- C.2.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- C.2.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- C.2.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- C.2.1.20. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego demontuje wskazany element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej w terminie do 7-miu dni od dnia zgłoszenia żądania.
- C.2.1.21. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- C.2.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- C.2.1.23. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- C.2.1.24. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt C.2.1.25.
- C.2.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD ma obowiązek umożliwić przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- C.2.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt C.2.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

- C.2.1.27. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej Instrukcji.
- C.2.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. C.2.1.22. i C.2.1.26., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- C.2.1.29. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- C.2.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

C.2.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A.

- C.2.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.2.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.2.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.2.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie C.2.2.1.,
 - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie C.2.2.2.
- C.2.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - c) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- C.2.2.6. Transmisja danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych kategorii A1, A2, i A3 powinna być realizowana automatycznie – „on line” za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- C.2.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji określa OSD.
- C.2.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.**
- C.2.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w p. C.2.1.8. powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe)

- i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp lub za pomocą poczty elektronicznej),
- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

C.2.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez

co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

C.2.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe); układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc); nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

C.2.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C.

- C.2.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:
- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
 - b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe). Układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.
- C.2.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
 - e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączący transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.3. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD URB_{SD}

- C.3.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wymaga realizacji następujących działań:
- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) OSD;
 - 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze OSD, z wyłączeniem MDD URB_{SD};
 - 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
 - 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD URB_{SD};

C.3.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} OSD odbywa się według następującego algorytmu:

- 1) OSD dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, jako średnią z trzech wielkości dobowo-godzinowych z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSD (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci OSD (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy);
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych;
 - c) trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci.
- 2) Na podstawie określonej w powyższym pkt. 1) bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze OSD, wyznaczana jest względna krzywa zapotrzebowania obszaru OSD, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej OSD.
- 3) Wyznaczony przez OSD planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JG_{BI} OSD, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej OSD (wyznaczoną zgodnie z powyższym pkt. 2) na poszczególne godziny tego okresu.

Ustala się że:

- a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej OSD jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
 - b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustaloną przez OSD przed rozpoczęciem tego okresu.
- 4) OSD do końca października, udostępnia URB_{SD} , planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JG_{BI} .

C.3.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem MDD URB_{SD} , odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale C.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

C.3.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa się według następujących zasad:

- 1) Wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w n -tej Dobie handlowej, wyznaczona od $n+1$ do $n+4$ Doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} OSD, o którym mowa w pkt. C.3.2. 3),

- 2) Ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru OSD, o której mowa w pkt. C.3.2. 3).

C.3.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

$$E_{URB_SD} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSD}^{+/-} + E_{URB_OK}^{+/-} + E_{URD_W}^{+/-} - E_{URD_P}^{-/+} - E_{RB_OSD} - E_{URD_P}$$

gdzie:

- $E_{OSP}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{WYT}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez wytwórców, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{OSD}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{URB_OK}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez uczestników rynku bilansującego typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{URD_W}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez URD_W, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
- $E_{URD_P}^{-/+}$ – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci OSD przez URD, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
- E_{RB_OSD} – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej OSD, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7 za zakończony rok kalendarzowy;
- C.3.6. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} OSD na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD.
- C.3.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:
- 1) OSD po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} , poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
 - 2) Korekta ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczona przez OSD, zgłaszana jest na Rynku Bilansującym celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.
- C.3.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: $m-2$, $m-4$, $m-7$ oraz $m-15$, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

- C.3.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} i JG_{BI} OSD wyznaczone w miesiącu m dla miesiąca $m-15$ uznawane są za ostateczne.

D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

- D.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:
- 1) Sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
 - a) OSD,
 - b) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - c) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,oraz
 - 2) OSP i:
 - a) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - b) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - c) OSD,oraz
 - 3) OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.
- D.2. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSD. OSD dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem p.D.3. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.
- D.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSD powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy oraz POB przekazującego i przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.
- D.4. Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w p.D.1.2.c), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w p.D.3.
- D.5. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę jako

odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla odbiorcy lub na OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje sprzedawca rezerwowi.

- D.6. Jeżeli odbiorca utraci sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawca rezerwowi utraci POB wskazanego przez tego sprzedawcę jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas odbiorca traci sprzedawcę rezerwowego, a odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe odbiorcy staje się OSD. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD do odbiorcy, po utracie sprzedawcy rezerwowego, określa umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a odbiorcą.
- D.7. POB skutecznie poinformuje OSD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umów sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień rozdziału D. W przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSD realizacji dostaw energii elektrycznej do URD tego sprzedawcy.
- D.8. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- D.9. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do URD tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- E.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- E.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- E.3. Reklamacje powinny być doręczone do OSD na adres:
*ENION S.A.
ul. Zawila 65L
30-390 Kraków*
- E.4. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji; wraz z uzasadnieniem;
 - zgłaszane żądanie;
 - dokumenty uzasadniające żądanie.
- E.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- E.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. E.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
 - uzasadnienie faktyczne; dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być doręczony na adres wymieniony w pkt. E.3.
- E.7. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD 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. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- E.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- E.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. E.8., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE

F.1.1. Procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

F.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSD jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSD. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD.

F.1.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe u odbiorców chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia p.C.2. od momentu skorzystania z tego prawa.

F.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez odbiorcę, OSD dokonuje odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego tego odbiorcy. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego z maksymalnie pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

F.1.5. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji, przy czym:

a) proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy z urzędu nie powinien przekroczyć okresu 30 dni*, licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień, o których mowa w p.F.2.3.

b) proces kolejnych zmian Sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu:

- 14 dni dla odbiorców, których urządzenia pomiarowo - rozliczeniowe spełniają określone przepisami prawnymi wymagania, mających zawartą odrębną umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt ich układów pomiarowo-rozliczeniowych,

- 30 dni dla pozostałych odbiorców,

licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień o których mowa w p.F.3.4.

Zmiana sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo – rozliczeniowych.

*) do dnia 30 czerwca 2008 roku okres zmiany sprzedawcy, o którym mowa w punkcie a) wynosi 60 dni

F.1.6. OSD informuje odbiorców na stronach internetowych (pod adresem www.enion.pl) o sprzedawcach energii elektrycznej, którzy posiadają zawarte z OSD generalne umowy dystrybucji.

F.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ PRZEDSIĘBIORSTWA PEŁNIĄCEGO OBOWIĄZKI SPRZEDAWCY Z URZĘDU (PIERWSZA ZMIANA SPRZEDAWCY)

- F.2.1. Odbiorca zawiera z wybranym przez siebie sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży.
- F.2.2. Odbiorca wypowiada umowę zawartą z przedsiębiorstwem pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu lub upoważnia sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- F.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w p.F.2.1., sprzedawca na zasadach określonych w generalnych umowach dystrybucji powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą. W tym celu sprzedawca przekazuje do OSD wypełniony i podpisany przez odbiorcę i sprzedawcę formularz, zgodnie ze wzorem określonym przez OSD.
- F.2.4. OSD w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień o których mowa w p.F.2.3., dokonuje ich weryfikacji zgodnie z zapisami rozdziału B.
- F.2.5. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w p.F.2.4., OSD informuje przedsiębiorstwo pełniące obowiązki sprzedawcy z urzędu o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o zmianie sprzedawcy.
W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji OSD informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- F.2.6. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.F.2.1., odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji lub upoważnia sprzedawcę do zawarcia takiej umowy w jego imieniu i na jego rzecz.
- F.2.7. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i sprzedawcą oraz umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta między odbiorcą i Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania dotychczasowej umowy odbiorcy z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu.

F.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (KOLEJNE ZMIANY SPRZEDAWCY)

- F.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym kolejną zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.
- F.3.2. Odbiorca dokonuje wyboru kolejnego sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i jego dotychczasowym sprzedawcą.

- F.3.3. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- F.3.4. Odbiorca i nowy sprzedawca powiadamiają OSD (na zasadach opisanych w p.F.2.3.) o fakcie zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- F.3.5. OSD, w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień o których mowa w p.F.3.4., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału B.
- F.3.6. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w p.F.3.5., OSD informuje dotychczasowego sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy.
- W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji OSD informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- F.3.7. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i nowym sprzedawcą wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą.

F.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- F.4.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- F.4.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
- na stronach internetowych OSD,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
 - poprzez ogłoszenia prasowe,
 - w punktach obsługi klienta.
- F.4.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- osobiście w punkcie obsługi klienta,
 - listownie na adres OSD,
 - pocztą elektroniczną,
 - faksem,
- lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- F.4.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurach zmiany sprzedawcy,

- d) wymaganych umowach,
 - e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- F.4.5. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.
- F.4.6. OSD informuje odbiorcę, który zawarł umowę sprzedaży ze sprzedawcą, który nie ma zawartej z OSD generalnej umowy dystrybucji o wystąpieniu tego faktu.
- F.4.7. Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz generalnej umowy dystrybucyjnej, a także lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z OSD są publikowane na stronach internetowych OSD.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tablicy T.1.
- G.2. Dla odbiorców którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w p. G.1., OSD na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD.
- G.4. Sprzedawca, o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucji profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.
- G.5. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w p.G.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia o tym fakcie OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji, o której mowa w p.G.3.

Tablica T.1.

Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
Profil 1 - Tablica T.G.1	Odbiorcy grup C11, G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil 2 - Tablica T.G.2.	Odbiorcy grup C11, G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 3-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil 3 - Tablica T.G.3.	Odbiorcy grupy C12a, spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • licznik dwustrefowy (szczyt i poza szczyt).
Profil 4 - Tablica T.G.4.	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • licznik dwustrefowy (dzień i noc).
Profil 5 - Tablica T.G.5.	Odbiorcy grup G12, G12e spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1-fazowe, • licznik dwustrefowy (dzień i noc).
Profil 6 - Tablica T.G.6.	Odbiorcy grup G12, G12e spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 3-fazowe, • licznik dwustrefowy (dzień i noc).
Profil 7 - Tablica T.G.7.	Odbiorcy grup G12w spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1-fazowe, • licznik dwustrefowy (szczyt i poza szczyt).
Profil 8 - Tablica T.G.8.	Odbiorcy grup G12w spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 3-fazowe, • licznik dwustrefowy (szczyt i poza szczyt).
Profil 9 - Tablica T.G.9.	Odbiorcy grupy D11.
Profil 10 – Tablica T.G.10.	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • stały pobór mocy, urządzenia sterowane przekaźnikami zmierzchowymi, zegarami sterującymi zaprogramowanymi według wschodów i zachodów słońca lub analogicznymi urządzeniami sterującymi.

Tablica T.G.1 Grupy taryfowe C11, G11 - zasilanie jednofazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,01888	0,02990	0,02193	0,02493
2	0,02015	0,02990	0,02132	0,02432
3	0,02015	0,02948	0,02071	0,02371
4	0,02015	0,02902	0,02010	0,02310
5	0,02015	0,02775	0,02071	0,02371
6	0,02153	0,02764	0,02132	0,02432
7	0,02459	0,02953	0,02351	0,02651
8	0,05345	0,04446	0,05284	0,05184
9	0,06002	0,05034	0,05959	0,05859
10	0,06182	0,05478	0,06019	0,05919
11	0,06002	0,05669	0,06019	0,05919
12	0,06182	0,05815	0,06080	0,05980
13	0,05875	0,05625	0,05898	0,05798
14	0,05483	0,05234	0,05534	0,05533
15	0,05260	0,04846	0,05229	0,05229
16	0,05260	0,04634	0,05168	0,05268
17	0,05174	0,04517	0,05282	0,04782
18	0,05133	0,04456	0,05099	0,04599
19	0,04952	0,04320	0,05038	0,04539
20	0,04952	0,04392	0,04978	0,04478
21	0,04687	0,04390	0,04674	0,04174
22	0,04168	0,04239	0,03178	0,03478
23	0,02630	0,03460	0,02922	0,03222
24	0,02153	0,03123	0,02679	0,02979
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.2. Grupy taryfowe C11, G11 - zasilanie trójfazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,02643	0,04056	0,01954	0,03724
2	0,02529	0,03958	0,01805	0,03494
3	0,02440	0,03873	0,01707	0,03255
4	0,02342	0,03782	0,01655	0,03273
5	0,02264	0,03613	0,01681	0,03240
6	0,02283	0,03433	0,01868	0,03220
7	0,02540	0,03344	0,02284	0,03549
8	0,03723	0,03837	0,04573	0,04008
9	0,04867	0,04252	0,05518	0,04417
10	0,05805	0,04628	0,06398	0,04976
11	0,06256	0,04679	0,06738	0,05148
12	0,06519	0,04781	0,06795	0,05243
13	0,06540	0,04723	0,06899	0,05178
14	0,06497	0,04694	0,06167	0,04967
15	0,06338	0,04555	0,06082	0,04608
16	0,05870	0,04398	0,05650	0,04273
17	0,05308	0,04204	0,05807	0,04309
18	0,04851	0,04109	0,05485	0,04317
19	0,04259	0,04012	0,05062	0,04379
20	0,03660	0,04083	0,04561	0,04405
21	0,03396	0,04269	0,04144	0,04364
22	0,03234	0,04425	0,02696	0,04046
23	0,03000	0,04217	0,02380	0,03890
24	0,02836	0,04075	0,02091	0,03717
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.3. Grupa taryfowa C12a

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03361	0,04581	0,03102	0,04045
2	0,03256	0,04463	0,03021	0,03936
3	0,03162	0,04344	0,02972	0,03873
4	0,03056	0,04267	0,02926	0,03827
5	0,02994	0,04060	0,02952	0,03790
6	0,02962	0,03745	0,03099	0,03842
7	0,03159	0,03554	0,03334	0,04002
8	0,03906	0,03816	0,04327	0,04319
9	0,04404	0,04043	0,04704	0,04314
10	0,04778	0,04193	0,04995	0,04431
11	0,05041	0,04364	0,05205	0,04533
12	0,05379	0,04607	0,05544	0,04703
13	0,05514	0,04631	0,05633	0,04750
14	0,05206	0,04367	0,05383	0,04651
15	0,05147	0,04297	0,05318	0,04614
16	0,05029	0,04168	0,05073	0,04496
17	0,04832	0,04006	0,04853	0,04221
18	0,04520	0,03894	0,04570	0,03994
19	0,04336	0,03569	0,04333	0,03762
20	0,04134	0,03683	0,04072	0,03796
21	0,03978	0,03734	0,03869	0,03759
22	0,04183	0,04417	0,03818	0,04225
23	0,03967	0,04610	0,03594	0,04137
24	0,03696	0,04587	0,03303	0,03980
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.4. Grupa taryfowa C12b

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03876	0,04448	0,03904	0,04407
2	0,03637	0,04193	0,03741	0,04250
3	0,03487	0,04073	0,03641	0,04171
4	0,03363	0,03909	0,03637	0,04129
5	0,03168	0,03698	0,03570	0,04053
6	0,03103	0,03505	0,03630	0,04031
7	0,03574	0,03666	0,03860	0,04038
8	0,04287	0,04087	0,04423	0,04183
9	0,04835	0,04415	0,04687	0,04220
10	0,04899	0,04379	0,04776	0,04118
11	0,04866	0,04304	0,04711	0,04060
12	0,04923	0,04366	0,04693	0,04083
13	0,04876	0,04396	0,04637	0,04060
14	0,04976	0,04351	0,04679	0,04110
15	0,04763	0,04240	0,04518	0,03992
16	0,04346	0,03992	0,04091	0,03803
17	0,04084	0,03909	0,03990	0,03890
18	0,04046	0,03965	0,03934	0,04068
19	0,04038	0,04086	0,04065	0,04239
20	0,04168	0,04273	0,04230	0,04413
21	0,04189	0,04346	0,04182	0,04424
22	0,04211	0,04436	0,04175	0,04440
23	0,04193	0,04496	0,04198	0,04468
24	0,04092	0,04467	0,04028	0,04350
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.5. Grupy taryfowe G12, G12e - zasilanie jednofazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,04344	0,04421	0,04549	0,04597
2	0,03794	0,03931	0,04109	0,04190
3	0,03428	0,03511	0,03844	0,03884
4	0,03236	0,03289	0,03717	0,03695
5	0,03252	0,03219	0,03667	0,03619
6	0,03277	0,03219	0,03598	0,03522
7	0,03418	0,03316	0,03453	0,03267
8	0,03560	0,03418	0,03464	0,03284
9	0,03761	0,03668	0,03508	0,03384
10	0,03891	0,03993	0,03596	0,03561
11	0,04007	0,04240	0,03702	0,03740
12	0,04082	0,04484	0,03742	0,04003
13	0,04311	0,04705	0,03881	0,04262
14	0,04652	0,05100	0,04556	0,04854
15	0,04730	0,04998	0,04831	0,04995
16	0,04461	0,04545	0,04340	0,04500
17	0,04208	0,04208	0,04146	0,04282
18	0,04148	0,04101	0,04301	0,04315
19	0,04229	0,04123	0,04483	0,04431
20	0,04474	0,04259	0,04699	0,04563
21	0,04808	0,04462	0,04778	0,04631
22	0,05244	0,04770	0,04825	0,04596
23	0,05524	0,05147	0,05164	0,04953
24	0,05161	0,04873	0,05047	0,04872
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.6. Grupy taryfowe G12, G12e - zasilanie trójfazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03648	0,03885	0,03888	0,04078
2	0,03146	0,03377	0,03603	0,03741
3	0,02921	0,03149	0,03317	0,03453
4	0,02840	0,03025	0,03154	0,03260
5	0,02848	0,02977	0,03139	0,03199
6	0,03040	0,03148	0,03490	0,03443
7	0,03690	0,03643	0,03927	0,03798
8	0,04246	0,04126	0,04291	0,04162
9	0,04444	0,04414	0,04349	0,04335
10	0,04540	0,04643	0,04372	0,04311
11	0,04579	0,04675	0,04284	0,04238
12	0,04551	0,04602	0,04338	0,04282
13	0,04569	0,04472	0,04242	0,04168
14	0,05078	0,04886	0,04844	0,04664
15	0,04892	0,04735	0,04889	0,04858
16	0,04335	0,04280	0,04340	0,04419
17	0,04180	0,04070	0,04190	0,04271
18	0,04246	0,04130	0,04415	0,04417
19	0,04426	0,04265	0,04575	0,04593
20	0,04592	0,04518	0,04765	0,04732
21	0,04837	0,04873	0,04523	0,04572
22	0,05071	0,04964	0,04371	0,04364
23	0,04909	0,04778	0,04390	0,04362
24	0,04372	0,04365	0,04304	0,04280
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.7. Grupy taryfowe G12w - zasilanie jednofazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,04344	0,02990	0,04549	0,02493
2	0,03794	0,02990	0,04109	0,02432
3	0,03428	0,02948	0,03844	0,02371
4	0,03236	0,02902	0,03717	0,02310
5	0,03252	0,02775	0,03667	0,02371
6	0,03277	0,02764	0,03598	0,02432
7	0,03418	0,02953	0,03453	0,02651
8	0,03560	0,04446	0,03464	0,05184
9	0,03761	0,05034	0,03508	0,05859
10	0,03891	0,05478	0,03596	0,05919
11	0,04007	0,05669	0,03702	0,05919
12	0,04082	0,05815	0,03742	0,05980
13	0,04311	0,05625	0,03881	0,05798
14	0,04652	0,05234	0,04556	0,05533
15	0,04730	0,04846	0,04831	0,05229
16	0,04461	0,04634	0,04340	0,05268
17	0,04208	0,04517	0,04146	0,04782
18	0,04148	0,04456	0,04301	0,04599
19	0,04229	0,04320	0,04483	0,04539
20	0,04474	0,04392	0,04699	0,04478
21	0,04808	0,04390	0,04778	0,04174
22	0,05244	0,04239	0,04825	0,03478
23	0,05524	0,03460	0,05164	0,03222
24	0,05161	0,03123	0,05047	0,02979
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.8. Grupy taryfowe G12w - zasilanie trójfazowe

Godzina doby	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03648	0,04056	0,03888	0,03724
2	0,03146	0,03958	0,03603	0,03494
3	0,02921	0,03873	0,03317	0,03255
4	0,02840	0,03782	0,03154	0,03273
5	0,02848	0,03613	0,03139	0,03240
6	0,03040	0,03433	0,03490	0,03220
7	0,03690	0,03344	0,03927	0,03549
8	0,04246	0,03837	0,04291	0,04008
9	0,04444	0,04252	0,04349	0,04417
10	0,04540	0,04628	0,04372	0,04976
11	0,04579	0,04679	0,04284	0,05148
12	0,04551	0,04781	0,04338	0,05243
13	0,04569	0,04723	0,04242	0,05178
14	0,05078	0,04694	0,04844	0,04967
15	0,04892	0,04555	0,04889	0,04608
16	0,04335	0,04398	0,04340	0,04273
17	0,04180	0,04204	0,04190	0,04309
18	0,04246	0,04109	0,04415	0,04317
19	0,04426	0,04012	0,04575	0,04379
20	0,04592	0,04083	0,04765	0,04405
21	0,04837	0,04269	0,04523	0,04364
22	0,05071	0,04425	0,04371	0,04046
23	0,04909	0,04217	0,04390	0,03890
24	0,04372	0,04075	0,04304	0,03717
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.9. Grupa taryfowa D11

Godzina doby	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
1	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
2	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
3	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
4	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
5	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,07500	0	0,05404	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
6	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0	0	0	0,02272	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
7	0,05882	0,06349	0,07142	0	0	0	0	0	0	0,06667	0,06061	0,05882
8	0,05882	0,04765	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04543	0,05882
9	0,01474	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01474
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,04414	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04542	0,04414
17	0,05882	0,06349	0	0	0	0	0	0	0	0,06666	0,06061	0,05882
18	0,05882	0,06349	0,07142	0	0	0	0	0	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
19	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,02500	0	0	0,06818	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
20	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,05880	0,08108	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
21	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
22	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
23	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
24	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Tablica T.G.10. Odbiorcy grupy C12b o stałym poborze mocy, z urządzeniami sterowanymi przekaźnikami zmierzchowymi, zegarami sterującymi zaprogramowanymi według wschodów i zachodów słońca lub analogicznymi urządzeniami sterującymi

Godzina doby	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
1	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
2	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
3	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
4	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
5	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,07500	0	0,05404	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
6	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0	0	0	0,02272	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
7	0,05882	0,06349	0,07142	0	0	0	0	0	0	0,06667	0,06061	0,05882
8	0,05882	0,04765	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04543	0,05882
9	0,01474	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01474
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,04414	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04542	0,04414
17	0,05882	0,06349	0	0	0	0	0	0	0	0,06666	0,06061	0,05882
18	0,05882	0,06349	0,07142	0	0	0	0	0	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
19	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,02500	0	0	0,06818	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
20	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,05880	0,08108	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
21	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
22	0,05882	0,06349	0,07143	0,08334	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06667	0,06061	0,05882
23	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07692	0,06666	0,06061	0,05882
24	0,05882	0,06349	0,07143	0,08333	0,10000	0,11765	0,10811	0,09091	0,07693	0,06667	0,06061	0,05882
Razem	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- H.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- H.2. Ograniczenia systemowe są podzielone na:
 - a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe.
- H.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
 - a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- H.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
 - a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
 - a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- H.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- H.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- H.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- H.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- H.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania

mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

- H.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
_{FD}MB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
_FMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
_PMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii

I.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (FDMB)	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji objętej obszarem rynku bilansującego, w którym są reprezentowane dostawy realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem rynku bilansującego.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB. Jest to najmniejsza jednostka, dla której może nastąpić bilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Krajowy System Elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne

	dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem rynku bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a rynkiem bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem rynku bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy się z siecią.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15 minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Obszar rynku bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważą bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie

techniczny (OHT)	Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator Systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator Systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.
Rynek detaliczny	Fragment sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego, w którym realizowane są dostawy/odbory energii elektrycznej dla/od Uczestników Rynku Detalicznego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.

System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie.
Różnica bilansowa	ilość energii elektrycznej zużywana przez urządzenia i sieci OSD w procesie dystrybucji energii elektrycznej, ilości nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz potrzeby własne sieciowe OSD;