

Zakład Energetyczny Białystok S.A.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.**

Wchodzi w życie z dniem:

SPIS TREŚCI

A.	Postanowienia wstępne	3
A.1.	Uwarunkowania formalno-prawne	3
A.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy	5
A.3.	Ogólne zasady organizacyjne funkcjonowania rynku bilansującego	5
A.4.	Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania	10
A.5.	Zasady nadawania kodów identyfikacyjnych	12
B.	Procedura zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej	14
B.1.	Ogólne zasady	14
B.2.	Weryfikacja zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej	15
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	16
C.1.	Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych do OSP	16
C.2.	Udostępnianie danych pomiarowych	17
C.3.	Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	19
D.	Zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD	25
E.	Rozstrzyganie spraw spornych	28
F.	Zasady zmiany sprzedawcy	30
F.1.	Wymagania ogólne	30
F.2.	Zasady zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej)	31
F.3.	Zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	32
G.	Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia	33
H.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	35

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 2003r., nr 153, poz. 1504 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - b) koncesji Zakładu Energetycznego Białystok S.A. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej wydaną przez Prezesa URE w dniu 11 listopada 1998r oraz koncesję na obrót energii elektrycznej wydaną przez Prezesa URE w dniu 11 listopada 1998r, rozszerzoną decyzją Prezesa URE w dniu 14 kwietnia 1999r.
 - c) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- A.1.2. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez operatora systemu przesyłowego, umożliwiając podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w rynku bilansującym.
- A.1.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania (umowy przesyłowe) z operatorem systemu przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji (umowy dystrybucyjne) z właściwym do miejsca przyłączenia operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD), są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego i uczestniczą w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- A.1.4. Podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa, mają prawo wskazać URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Podmioty te nazywane dalej Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD), posiadają umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD.
- A.1.5. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- A.1.6. 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.1.7. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie

- tytułowej.
- A.1.8. Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje obowiązującą IRiESD-Bilansowanie na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- A.1.9. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.10. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- A.1.11. 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.1.12. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) Operator Systemu Dystrybucyjnego 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.1.13. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.1.14. 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.
 - e) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- A.1.15. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie.

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 operatora systemu dystrybucyjnego, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania w sieci dystrybucyjnej,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury zgłaszania i weryfikacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) wymagania dla układów pomiarowo rozliczeniowych,
 - e) zasady przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - f) zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
 - h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji profili,
 - i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - j) zasady rozstrzygania spraw spornych.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną danego operatora systemu dystrybucyjnego, 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. Zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) operatora systemu przesyłowego,
 - b) operatora systemu dystrybucyjnego,
 - c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - d) uczestników rynku bilansującego (URB) wskazanych przez uczestników rynku detalicznego (URD) jako odpowiedzialnych za ich bilansowanie handlowe,
 - e) sprzedawców i przedsiębiorstwa obrotu,
 - f) Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

Ogólne zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego wynikają z zapisów IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie rynku

bilansującego jest PSE-Operator SA, który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.

A.3.1. Podmioty Rynku Bilansującego

A.3.1.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

- a) Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB),
- b) Operatorzy Rynku (OR),
- c) Operatorzy Systemu.

A.3.1.2. Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę przesyłową z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie).

A.3.1.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:

- a) Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego, lub
- b) Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem Rynku Bilansującego, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

A.3.1.4. Wyróżnia się następujące typy Uczestników Rynku Bilansującego:

- a) Wytwórcy energii (URB_W) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego,
- b) Odbiorcy energii (URB_O) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w tym:
 - Odbiorcy końcowi (URB_{OK}),
 - Odbiorcy sieciowi (URB_{SD}) – podmioty pełniące na obszarze poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego funkcje sprzedawcy energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}) – podmioty, posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, będące stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego,
- d) Giełdy Energii (URB_{GE}) – podmioty prowadzące giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego, lub na której są dokonywane rozliczenia transakcji zawartych na Rynku Bilansującym przez będące członkami giełdy Przedsiębiorstwa Obrotu, w ramach czego podmiot prowadzący giełdę jest

- stroną tych transakcji,
- e) Operator Systemu Przesyłowego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), które dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej oraz potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej.
- A.3.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie Umowy przesyłowej zawartej z OSP określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na Rynku Bilansującym, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również z właściwym OSD.
- A.3.1.6. Operatorami Rynku są:
- a) Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT),
 - b) Operatorzy Handlowi (OH),
 - c) Operatorzy Pomiarów (OP).
- A.3.1.7. Szczegółowy opis funkcji realizowanych przez poszczególnych Operatorów Rynku zawiera IRiESP-Bilansowanie.
- A.3.1.8. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym zgodnie z zapisami w IRiESP. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorem Rynku.
- A.3.1.9. Operatorami Systemu są:
- a) Operator Systemu Przesyłowego (OSP),
 - b) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD).
- A.3.1.10. Operatorem Systemu Przesyłowego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- A.3.1.11. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- A.3.1.12. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.1.13. 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. W ramach tego OSD:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania poszczególnych URD z obszaru swojego działania do MB składających się na JG poszczególnych URB,
- b) przekazuje OSP dane niezbędne do konfigurowania JG obejmujących MB z obszaru zarządzanej przez siebie sieci,
- c) wyznacza i przekazuje OSP rzeczywiste ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

A.3.1.14. Do momentu wydzielenia prawnego operatora systemu dystrybucyjnego ze struktur przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej), zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne art.9d., funkcje URB_{SD} oraz OSD pełni to przedsiębiorstwo energetyczne.

A.3.2. Obszar Rynku Bilansującego

A.3.2.1. Obszar Rynku Bilansującego jest to część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

A.3.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego jest:

- a) Sieć przesyłowa,
- b) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD.

A.3.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzanie zmian do Umów przesyłowych zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar Rynku Bilansującego. Zmiany są również wymagane w odpowiednich Umowach przesyłowych i dystrybucyjnych z innymi podmiotami, dla których rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego zmieni warunki uczestniczenia w tym rynku.

A.3.2.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić tylko wtedy jeżeli we fragmencie sieci dystrybucyjnej, który ma być przyłączony do obszaru Rynku Bilansującego zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru Rynku Bilansującego, opisane w IRiESP.

A.3.2.5. Obszar Rynku Bilansującego jest określony przez zbiory obiektów Rynku Bilansującego: zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz zbiór Jednostek Grafikowych (JG), które spełniają następujące warunki:

- a) Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia Uczestników Rynku Bilansującego z obszarem tego rynku.

- b) Jednostki Grafikowe muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

A.3.3. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym

- A.3.3.1. Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii poprzez:
 - a) Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii,
 - b) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii oraz rzeczywistą ilością dostaw energii wyznaczoną na podstawie pomiarów lub algorytmów agregacji.
- A.3.3.2. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- A.3.3.3. Użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego jest odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym..
- A.3.3.4. URD ma prawo wskazać odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę dystrybucji, URB innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze tego OSD, który to URB w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Powyższe powoduje wyłączenie URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe realizowane przez Odbiorcę sieciowego i włączenie go do zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe wskazanego przez niego URB. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz na warunkach określonych w IRiESP-Bilansowanie.
- A.3.3.5. W przypadku, gdy dany URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, to odpowiedzialnym za jego bilansowanie handlowe, w ramach swojej JG, jest Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do sieci którego jest przyłączony URD i z którym ma on zawartą Umowę dystrybucji. Odbiorca sieciowy staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD również w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym. Przejęcie przez Odbiorcę sieciowego odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD następuje na zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w rozdziale D.
- A.3.3.6. Podstawą dokonania zmian, o których mowa w p.A.3.3.4. i A.3.3.5., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, URD, Odbiorcą sieciowym i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz pomiędzy OSP, Odbiorcą sieciowym oraz URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.

A.3.3.7. Odbiorcą sieciowym działającym na obszarze określonym w koncesjach wymienionych w punkcie A.1.1. jest Zakład Energetyczny Białystok S.A. z siedzibą w: Białymstoku

A.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.4.1. Operator systemu dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną 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 realizacyjnych ustalonych w IRiESD i Umowach dystrybucji.

A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom (URB). Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu oraz muszą posiadać zawartą z OSD umowę dystrybucji.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. Uczestnik Rynku Detalicznego, w celu realizacji przez OSD zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, z zachowaniem wymagań p.A.4.3.4, jest zobowiązany do:

- a) posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarcia Umowy dystrybucyjnej z OSD,
- c) zawarcia umowy z wybranym URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) strony umowy,
- b) przedmiot umowy,
- c) zasady zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej,
- d) wskazanie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD,
- e) moc umowną i warunki wprowadzenia jej zmian,
- f) ilość przesyłanej energii w podziale na okresy umowne,
- g) miejsce dostarczania energii,
- h) standardy jakościowe energii elektrycznej i obsługi odbiorców oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych standardów,
- i) warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii,
- j) stawki opłat lub grupy taryfowe stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej,

- k) sposób prowadzenia rozliczeń,
- l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy,
- m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, w tym także rozwiązanie umowy wskutek nie wskazania, w określonym terminie, przez URD kolejnego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD,
- n) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.

A.4.3.3. Umowa dystrybucyjna zawierana przez OSD z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD powinna określać w szczególności:

- a) nazwę i dane adresowe podmiotu,
- b) oświadczeniu o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej działalność na Rynku Bilansującym,
- c) kod identyfikacyjny podmiotu na Rynku Bilansującym,
- d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- e) datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym,
- f) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) i wykaz URD oraz ich Fizycznych Punktów Pomiarowych, rozliczanych w ramach Jednostki Grafikowej Odbiorczej URB, będącej w dyspozycji podmiotu, powiązanych z obszarem danego OSD,
- h) wykaz Jednostek Grafikowych odbiorczych URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych URB, powiązanych z obszarem danego OSD, będących w dyspozycji podmiotu,
- i) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii (MD) w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, powiązanych z obszarem danego OSD,
- j) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

A.4.3.4. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną. Generalna umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta w szczególności reguluje:

- a) terminy i zasady zgłaszania umów sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, sprzedaży zawieranych przez sprzedawcę,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,

- e) zasady wstrzymywania dostarczania energii URD przez OSD,
- f) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- g) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.

A.5. ZASADY NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

- A.5.1. Operator systemu dystrybucyjnego 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 operatora systemu przesyłowego.
- A.5.2. Operator systemu dystrybucyjnego nadaje kody identyfikacyjne wytwórcom i odbiorcom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej przez niego zarządzanej. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- a) dla wytwórców - *...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)..._W...(numer podmiotu)...*,
 - b) dla odbiorców - *...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)..._O...(numer podmiotu)...*,
- A.5.3. Oznaczenia kodowe operatorów systemów dystrybucyjnych niezbędne do oznaczeń kodowych podmiotów w sieci dystrybucyjnej określa tablica T.1. Kody te są zgodne z nadanym przez operatora systemu przesyłowego czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i operatorem systemu przesyłowego umowy przesyłowej.
- A.5.4. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu nie posiadające jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego operatora systemu dystrybucyjnego o nadanie im kodu identyfikacyjnego. Kod taki obejmuje czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego nadającego kod (podane w tabl. T.1), literę charakteryzującą podmiot oraz czterocyfrowy numer podmiotu i ma następującą postać: *...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)..._P...(numer podmiotu)...*
- A.5.5. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu jest zobowiązane 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 przedsiębiorstwu obrotu kod identyfikacyjny.
- A.5.6. W przypadku sprzedawców oraz przedsiębiorstw obrotu 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.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej pomiędzy podmiotem oraz właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego. Umowa ta zawiera również niezbędne elementy, o których mowa w innych rozdziałach IRiESD-Bilansowanie.

Tablica T.1

Oznaczenia kodowe operatorów systemów dystrybucyjnych

Nazwa operatora systemu dystrybucyjnego	Oznaczenie kodowe
STOEN SA	STOE
Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	ZEWZ
Łódzki Zakład Energetyczny SA	LZEO
Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	ZELT
Zakład Energetyczny Białystok SA	ZEBO
Lubelskie Zakłady Energetyczne SA LUBZEL SA	LUBZ
Zamojska Korporacja Energetyczna SA	ZKEO
Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	RZEO
Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	ZEOR
Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	GZEO
ENION SA	ENIO
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	PROO
ENEA SA	EPSA
Koncern Energetyczny ENERGA SA	ENGD

B. PROCEDURA ZGŁASZANIA UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

B.1. OGÓLNE ZASADY

- B.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- B.1.2. Operator systemu dystrybucyjnego zapewnia fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej, jeżeli zostaną zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez strony umowy sprzedaży energii elektrycznej wymagań ustalonych w IRiESD, IRiESP i umowach dystrybucyjnych.
- B.1.3. Zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej do operatora systemu dystrybucyjnego dokonują:
- wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego mający prawo wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa (URD),
 - sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcami będącymi URD,
 - przedsiębiorstwa obrotu mające zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z wytwórcami będącymi URD.
- B.1.4. Zgłoszenia o którym mowa w p. B.1.3. dokonują obie strony umowy w terminach określonych w rozdziale F (zasady zmiany sprzedawcy). Zgłoszenie obejmuje w szczególności:
- strony umowy,
 - termin obowiązywania,
 - ilość energii objętej umową
 - URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD,
 - typ zgłoszenia (sprzedaż/zakup).
- Strony umowy są zobowiązane do niezwłocznego zgłaszania zmian w ww. umowie.
- B.1.5. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.B.1.1. URD zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji o której mowa w p.A.4.3.2.
- B.1.6. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną o której mowa w p.A.4.3.4.

B.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- B.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji przekazanych przez podmioty określone w p.B.1.3. zgłoszeń umów sprzedaży, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w p.B.1.4.
- B.2.2. OSD dokonuje weryfikacji w przeciągu 14 dni od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron umowy.
- B.2.3. W przypadku niezgodności zgłoszeń umów OSD powiadamia strony dokonujące zgłoszeń o braku możliwości fizycznej ich realizacji.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH DO OSP.

- C.1.1. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze swojego działania pełni funkcję Operatora Pomiarów.
- C.1.2. OSD uczestnicząc w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych, na które składają się fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez siebie sieci, wyznacza i przekazuje do OSP dane pomiarowe określające ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
- C.1.3. Dane pomiarowe o których mowa w p.C.1.2. są przekazywane przez OSD poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w Umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP oraz w IRiESP-Bilansowanie.
- C.1.4. Zadaniem OSD, w ramach wyznaczenia energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, jest:
- a) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii w miejscach dostarczania (MD) na podstawie uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub na podstawie uzyskanych danych pomiarowych i skorelowanych z nimi standardowych profili zużycia – dotyczy URD którym został przyporządkowany profil,
 - b) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MB na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, określonej zgodnie z powyższym ppkt a) oraz algorytmów agregacji.
- C.1.5. OSD wyznacza ilość energii, o której mowa w p.C.1.4.b), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej przez wszystkich URD dla których bilansowanie handlowe prowadzi dany URB i którzy są przyporządkowani do danego MB reprezentującego dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB.
- C.1.6. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych przez OSP z LSPR jest określony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSP a OSD.

- C.1.7. 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 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń,
 - dane pomiarowe są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh.
- C.1.8. OSD w ramach zarządzania konfiguracją MB, przyporządkowuje URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej z obszaru swojego działania do MB składającego się na JG URB, odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD. Oznacza to jednocześnie, wyłączenie tego URD z obszaru odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URB_{SD} oraz modyfikację MB, wchodzącego w skład JG Odbiorcy sieciowego (URB_{SD}), poprzez uwzględnianie odpowiednich MB z przeciwnym znakiem przy wyznaczaniu energii rzeczywistej (ER) dla JG URB i JG Odbiorcy sieciowego.
- C.1.9. Analogicznie jak w p.C.1.8. OSD postępuje w przypadku, gdy podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD staje się inny URB lub URB typu Odbiorca sieciowy, niezależnie od zaistniałych przyczyn.

C.2. UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH

- C.2.1. OSD pełniąc funkcję administratora pomiarów, jest odpowiedzialny za eksploatację i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi.
- C.2.2. W ramach swoich działań, OSD udostępnia dane pomiarowe użytkownikom systemu, którzy spełniają łącznie następujące warunki:
- są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego,
 - są uprawnieni do prawa wyboru sprzedawcy i korzystają z tego prawa,
 - wskazali Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) lub innego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe na Rynku bilansującym.

- C.2.3. OSD udostępnia dane pomiarowe o których mowa w p.C.2.2. następującym podmiotom:
- Uczestnikom Rynku Detalicznego przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, zgodnie z zapisami umowy dystrybucji,
 - Sprzedawcom którzy mają zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej z Uczestnikiem Rynku Detalicznego,
 - Uczestnikowi Rynku Bilansującego odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym, którego URD umocował do działania w jego imieniu i na jego rzecz. w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD.
- C.2.4. Udostępnianie danych pomiarowych podmiotom wyszczególnionym w p.C.2.3.b) oraz p.C.2.3.c) odbywa się na podstawie zgody URD wyrażonej w umowie dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a URD.
- C.2.5. OSD udostępnia dane pomiarowe którymi zarządza i pozyskuje za pomocą LSPR, podmiotom wyszczególnionym w p.C.2.3.b) oraz p.C.2.3.c), poprzez wystawianie ich na serwery ftp zgodnie z zapisami umowy dystrybucji .
- C.2.6. OSD wyznacza energię rzeczywistą w dobie n dla URD i udostępnia dane pomiarowe w następujących cyklach:
- w dobie n+1 do godz. 14:00 – wstępne dane pomiarowe,
 - w dobie n+5 do godz. 14:00 – dane pomiarowe, stanowiące podstawę do rozliczeń,
 - w przypadku braku danych niezwłocznie po ich uzyskaniu – dane pomiarowe, stanowiące podstawę do rozliczeń.
- C.2.7. URD oraz URB mają prawo wnosić do OSD wnioski o dokonanie korekty danych pomiarowych w okresie 3 miesięcy następujących po dobie, której korekta dotyczy.
- C.2.8. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, pobieranej lub przesyłanej 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.2.9. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych o których mowa w p.C.2.8. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, pobieranej lub przesyłanej określa się w każdej godzinie doby lub miesiący w następujący sposób:
- na podstawie współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie),
 - jako średnią arytmetyczną ilości energii elektrycznej z odpowiednich godzin dni ostatniego miesiąca,
 - w przypadku, gdy podmiot nie uczestniczył w procesie rozliczeń przez okres ostatniego miesiąca, ilość energii wyznacza się jako średnią arytmetyczną ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu miesiąca, w którym podmiot uczestniczył,

w przypadku, gdy podmiot nie uczestniczył w procesie rozliczeń przez okres pełnego miesiąca, ilość energii jest uzgadniana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i podmiotem.

- C.2.10. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowymi, OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny.

C.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

C.3.1. Wymagania ogólne

- C.3.1.1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację i/lub homologację oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem w przypadkach ich powtórnej zabudowy zgodnie z wymaganiami IRiESD.

- C.3.1.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą zapewniać pomiar energii i mocy w każdej z faz.

- C.3.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe 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 innych lokalizacjach, niż podane w p. a) i b), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej,
- d) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

- C.3.1.4. 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.3.1.5. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wraz z operatorem systemu przesyłowego uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do operatora systemu przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą.

- C.3.1.6. Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają wspólny protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, posiadające układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych. .

Systemy zdalnego pomiaru energii elektrycznej operatora systemu dystrybucyjnego, właściwe dla kategorii i rodzaju pomiaru, powinny zapewniać akwizycję danych przez:

- a) bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne,
- b) pozyskiwanie danych ze wskazanych serwerów ftp, stron www.

Protokoły transmisji danych z liczników energii elektrycznej i koncentratorów powinny być udostępnione operatorowi systemu dystrybucyjnego, a format danych udostępnianych na wyjściach tych urządzeń winien być przez te systemy akceptowany.

C.3.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 5 kategorii:

- a) kat. A1 -układy pomiarowo-rozliczeniowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV, dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej większej lub równej 30 MW,
- b) kat. A2 -układy pomiarowo-rozliczeniowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej mniejszej niż 30 MW,
- c) kat. B -układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV,
- d) kat. C1 -układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A,
- e) kat. C2 -układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A.

C.3.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora.

C.3.1.9. Miejsce zainstalowania podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego określa operator systemu dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

- C.3.1.10. Obciążenie przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie może przekraczać wartości dopuszczalnych oraz nie może być mniejsze niż 25% mocy znamionowej rdzeni/uzwojeń. Moc znamionowa rdzeni i uzwojeń przekładników pomiarowych powinna zostać dobrana tak żeby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni tych przekładników. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy zamówionej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.
- W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- C.3.1.11. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- C.3.1.12. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 .
- C.3.1.13. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- C.3.1.14. Postanowienia p.C.3. dotyczą obiektów nowobudowanych oraz modernizowanych.
- C.3.1.15. Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia p.C.3. od momentu skorzystania z tego prawa.

C.3.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kat. A1 i A2.

- C.3.2.1 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kategorii A1, o której mowa w p.C.3.1.7. są następujące:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych 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 pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - przekładniki prądowe i napięciowe w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - liczniki energii elektrycznej w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać: zdalną transmisję danych pomiarowych, automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego oraz rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez czas określony przez OSD (zaleca się przechowywanie danych przez co

najmniej 63 dni).

- C.3.2.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kategorii A2, o której mowa w p.C.3.1.7. są następujące:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać: zdalną transmisję danych pomiarowych, automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego oraz rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez czas określony przez OSD (zaleca się przechowywanie danych przez co najmniej 63 dni).
- C.3.2.3. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych:
- układu podstawowego,
 - układu rezerwowego.
- Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A1 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym były zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym polu oraz posiadały tę samą klasę dokładności.
- Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A2 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym posiadały tę samą klasę dokładności.
- C.3.2.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD.
- C.3.2.5. Liczniki energii elektrycznej podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinny być wyposażone w układy zasilania awaryjnego umożliwiające zdalny odczyt danych również w przypadku braku napięć pomiarowych.
- C.3.2.6. Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji czasu, synchronizowane ze źródła zewnętrznego co najmniej raz na dobę.
- C.3.2.7. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej Wytwórców powinna być realizowana w sposób ciągły „on-line”.
- C.3.2.8. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów).

C.3.2.9. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 60 dni (dla cykli całkowania 15').

C.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

C.3.3.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B należy instalować przekładniki prądowe i napięciowe o klasie dokładności co najmniej 0,5.

C.3.3.2. Liczniki energii elektrycznej w podstawowych układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności co najmniej 0,5 dla pomiaru energii czynnej i 1 dla energii biernej.

Liczniki energii elektrycznej w rezerwowych układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej.

C.3.3.3. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii B jako układ rezerwowy należy rozumieć jedynie licznik kontrolny z rejestracją profili obciążenia.

C.3.3.4. Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji synchronizowane ze źródła zewnętrznego, co najmniej raz na dobę.

C.3.3.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. B powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych „off line” do LSPR OSD.

C.3.3.6. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów).

C.3.3.7. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15').

C.3.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1.

C.3.4.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1 należy instalować liczniki energii elektrycznej czynnej o klasie dokładności co najmniej 2.

C.3.4.2. OSD decyduje o konieczności wyposażenia układów pomiarowych kat C1 w urządzenia umożliwiające rejestrację i zdalną transmisję pomiarów.

C.3.4.3. W przypadku układów pomiarowych nie wyposażonych w urządzenia umożliwiające przeprowadzenie rejestracji i zdalnej transmisji danych

pomiarowych rozliczenia niezbilansowania będą odbywać się na podstawie standardowego profilu zużycia.

C.3.5. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C2.

- C.3.5.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. C2 należy instalować przekładniki prądowe o klasie dokładności, co najmniej 0,5.
- C.3.5.2. Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 1 dla pomiaru energii czynnej i 2 dla energii biernej.
- C.3.5.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. C2 muszą umożliwiać zdalną transmisję danych w trybie „off line”.
- C.3.5.4. Transmisja danych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- C.3.5.5. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15’).

D ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE URD

- D.1. Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do którego sieci jest przyłączony Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym (RB) w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG), chyba że dany URD wskaże innego Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na RB.
- D.2. Warunkiem koniecznym realizacji funkcji bilansowania handlowego URD przez Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) działającego na obszarze OSD jest zawarcie przez URD z Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) odpowiedniej umowy zwanej dalej umową bilansowania handlowego URD.
- D.3. Umowa bilansowania handlowego URD zawarta z Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) zawiera m.in.:
- a) terminy i procedury zgłaszania do URB_{SD} Umów Sprzedaży Energii,
 - b) zasady rozliczania niezbilansowania URD,
 - c) zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń finansowych w celu zapewnienia płynności rozliczeń z tytułu niezbilansowania,
 - d) zobowiązanie URD do przestrzegania IRiESD,
 - e) zobowiązanie URD do rekompensowania URB_{SD} kosztów opłaty rozliczeniowej ponoszonej przez URB_{SD} na rzecz OSP z tytułu zgłaszanych dla URD grafików obciążeń.
- D.4. URD ma prawo wskazać OSD Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, który to URB w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG), będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym (RB).

- D.5. Warunkiem do dokonania zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD jest wprowadzenie odpowiednich zapisów w umowach pomiędzy:
- 1) URD i:
 - a) OSD,
 - b) Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) lub URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - c) URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,oraz
 - 2) OSP i:
 - a) Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) lub URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - b) URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - c) OSD,oraz
 - 3) OSD i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.
- D.6. URD, Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) lub URB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz URB przejmujący tą odpowiedzialność są zobowiązani do powiadomienia OSD w formie pisemnej o podpisaniu aneksów do umów, o których mowa w p.D.5.
- D.7. Zmiana w przyporządkowaniu danego URD do podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy o której mowa w p.D.5.2)c). Aneks ten jest podpisywany po spełnieniu warunków określonych w p.D.6.
- D.8. W przypadku, gdy URB wskazany przez URD, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie p.2.1.3.4., odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez URB na Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) działającego na obszarze OSD, jeśli łącznie spełnione zostały następujące warunki:
- a) zawarto umowy lub aneksy do umów o których mowa w p.D.5,
 - b) do godz. 10:00 doby n-1 (gdzie n oznacza pierwszą dobę handlową od której URB_{SD} przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe) URD dostarczył Odbiorcy sieciowemu (URB_{SD}) zabezpieczenie finansowe zgodne z umową zawartą między URD oraz URB_{SD} w celu zapewnienia płynności rozliczeń z tytułu niezbilansowania.
- D.9. OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, URB_{SD} oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD, z odpowiednim wyprzedzeniem umożliwiającym zawarcie umów i/lub aneksów do umów o których mowa w p.D.5. oraz przedłożenie zabezpieczeń o których mowa w p.D.8.b).

- D.10. Jeśli URD nie spełni warunków, o których mowa w p.D.8, to:
- a) Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) nie przyjmuje do realizacji Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii danego URD, poczynając od doby n-1,
 - b) OSD ma prawo wstrzymać świadczenie usług dystrybucji określonych w umowie dystrybucji dla tego URD ze skutkiem od doby n,
 - c) OSP nie dokonuje zmian w sposobach wyliczenia energii rzeczywistej dla JG URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD oraz URB_{SD}.
- D.11. URB odpowiedzialny za bilansowanie URD jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania URD i ich Sprzedawców o zaprzestaniu działalności na RB.
- D.12. Jeżeli zgodnie z p.D.8. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) działającego na obszarze OSD, a dany URD nie posiada zawartych Umów Sprzedaży Energii, do czasu ich zawarcia i zgłoszenia, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB_{SD} na rzecz URD realizowana jest na zasadach określonych w umowie bilansowania handlowego URD.
- D.13. Jeżeli zgodnie z p.D.10 wstrzymane zostało przez Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) przyjmowanie do realizacji Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii danego URD lub nie została zgłoszona żadna Umowa Sprzedaży Energii danego URD oraz nie został wskazany zgodnie z p.D.6. i p.D.7. żaden Uczestnik Rynku Bilansującego, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD, pobór energii elektrycznej przez URD z sieci dystrybucyjnej OSD traktowany jest, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, jak nielegalny pobór energii.

E. ROZSTRZYGANIE SPRAW SPORNYCH

- E.1. Niniejszy rozdział dotyczy rozstrzygania spraw spornych w zakresie obowiązywania IRiESD-Bilansowanie.
- E.2. Strony sporu zobowiązują się do rozstrzygania kwestii spornych poprzez podjęcie kolejno następujących działań:
- a) skierowanie sporu do rozstrzygnięcia przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego,
 - b) skierowanie sporu do rozstrzygnięcia przez Komisję Rozjemczą,
 - c) skierowanie sporu do rozstrzygnięcia przez właściwy sąd powszechny.
- E.3. W przypadku sporów pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych rozstrzygnięcia sporu dokonuje się z pominięciem działania, o którym mowa w p. E.2.a). W przypadku innych sporów pominięcie działania, o którym mowa w p. E.2.a) jest możliwe za obopólną zgodą stron sporu.
- E.4. Skierowanie przez podmiot, sporu do rozstrzygnięcia przez operatora systemu dystrybucyjnego powinno nastąpić w formie pisemnej i zostać przesłane listem poleconym na adres operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączony jest dany podmiot. Przedsiębiorstwa obrotu zgłaszają spór do rozstrzygnięcia do operatora systemu dystrybucyjnego właściwego ze względu na istotę sporu.
- E.5. Skierowanie przez podmiot sporu do rozstrzygnięcia przez operatora systemu dystrybucyjnego powinno zawierać dane adresowe podmiotu zgłaszającego spór, datę zaistnienia sporu, dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę zgłoszenia sporu oraz propozycję rozstrzygnięcia sporu.
- E.6. Operator systemu dystrybucyjnego rozstrzyga zgłoszony do niego spór w terminie nie dłuższym niż 15 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszenia. Rozstrzygnięcie sporu wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym do podmiotu, który zgłosił spór do rozstrzygnięcia.
- E.7. Jeżeli rozstrzygnięcie sporu zaproponowane przez operatora systemu dystrybucyjnego zgodnie z p. E.6, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu będącego stroną sporu, to podmiot ten ma prawo wystąpić pisemnie do operatora systemu dystrybucyjnego z wnioskiem o powołanie Komisji Rozjemczej.
- E.8. Operator systemu dystrybucyjnego powołuje Komisję Rozjemczą z własnej inicjatywy, w przypadku gdy podmiot uczestniczący w procesie rozliczeń niebilansowania w sieci dystrybucyjnej narusza postanowienia IRiESD-Bilansowanie lub na wniosek, o którym mowa w E.7. Operator systemu dystrybucyjnego o zamiarze powołania Komisji Rozjemczej z własnej inicjatywy powiadamia pisemnie podmiot, którego dotyczy spór.
- E.9. Komisja Rozjemcza powoływana jest do wydania decyzji rozstrzygającej pojedynczy spór.
- E.10. Koszty funkcjonowania Komisji Rozjemczej ponoszą strony sporu w równych częściach.

- E.11. Komisję Rozjemczą powołuje operator systemu dystrybucyjnego w ciągu 15 dni roboczych od daty wystąpienia podmiotu z wnioskiem o jej powołanie lub od daty zawiadomienia podmiotu o zamiarze jej powołania. W przypadku nie powołania Komisji Rozjemczej w podanym terminie, strona może skierować spór do rozstrzygnięcia przez właściwy sąd powszechny.
- E.12. Komisja Rozjemcza składa się z przedstawicieli stron sporu. Komisja ze swego składu powołuje Przewodniczącego.
- E.13. W posiedzeniach Komisji Rozjemczej mają obowiązek uczestniczyć wszyscy członkowie Komisji. Termin i miejsce posiedzeń oraz porządek obrad Komisji Rozjemczej ustala Przewodniczący Komisji w porozumieniu z jej członkami i powiadamia ich pismem poleconym o terminie posiedzenia, co najmniej 2 dni robocze wcześniej.
- E.14. Posiedzenie Komisji Rozjemczej prowadzi Przewodniczący Komisji i jest on zobowiązany do:
- przedstawiania porządku obrad,
 - formułowania ustaleń i decyzji,
 - sporządzania i przechowywania protokołów z posiedzeń.
- E.15. W posiedzeniach Komisji Rozjemczej mogą uczestniczyć niezależni eksperci powoływani do wydania opinii na temat istoty sporu. Eksperti przedstawiają Komisji pisemne opinie na podstawie dostarczonych im dokumentów i udzielonych wyjaśnień.
- E.16. Informacje uzyskane przez członków Komisji Rozjemczej oraz niezależnych ekspertów dotyczące kwestii spornych nie mogą być ujawniane osobom trzecim, bez uzyskania zgody stron sporu.
- E.17. Komisja Rozjemcza rozstrzyga spór w terminie nie przekraczającym 30 dni roboczych od daty powołania Komisji. W przypadku braku rozstrzygnięcia sporu w tym terminie, spór może zostać skierowany do rozstrzygnięcia przez właściwy sąd powszechny.
- E.18. Decyzja dotycząca rozstrzygnięcia sporu jest przekazywana przez Komisję Rozjemczą każdej ze stron sporu i zawiera:
- miejsce i datę wydania decyzji,
 - oznaczenie stron sporu,
 - skład Komisji Rozjemczej oraz imiona i nazwiska powołanych przez Komisję niezależnych ekspertów,
 - rozstrzygnięcie sporu wraz z uzasadnieniem,
 - podpisy wszystkich członków Komisji Rozjemczej.
- E.19. W przypadku nie rozstrzygnięcia sporu przez Komisję Rozjemczą stronom przysługuje prawo skierowania sprawy do rozstrzygnięcia przez Sąd. Sądem właściwym do rozstrzygania kwestii spornych jest sąd wskazany w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej między stronami.

F. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE

F.1.1. Zasady zmiany sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu (zwanymi dalej „sprzedawcą”) zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców profilowych uprawnionych do korzystania z prawa zmiany sprzedawcy.

Zasady zmiany sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu dotyczące pozostałych odbiorców wynikają z zapisów pozostałych punktów IRiESD oraz indywidualnych zapisów w obowiązujących umowach.

F.1.2. Odbiorca profilowy, o którym mowa w p.F.1.1., który nabył prawo do zmiany sprzedawcy i z tego prawa korzysta, nie może zawierać umów sprzedaży energii elektrycznej, na ten sam okres, z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczenia. Zawarta w takich okolicznościach kolejna umowa sprzedaży jest nieważna.

W przypadku więcej niż jednego miejsca dostarczenia, dopuszcza się zawarcie przez odbiorcę oddzielnych umów sprzedaży energii elektrycznej dla każdego miejsca dostarczenia, pod warunkiem zawarcia dla każdego miejsca dostarczenia oddzielnej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

F.1.3. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną. Generalna umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta w szczególności reguluje:

- a) terminy i zasady zgłaszania umów sprzedaży do realizacji,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych odbiorców i związania stron w tym zakresie,
- c) zasady przekazywania informacji o kolejnych zmianach sprzedawcy przez odbiorcę,
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawieranych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- e) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym sprzedawcą,
- f) zasady wstrzymywania dostarczenia energii odbiorcom,
- g) zakres i zasady przekazywania danych dotyczących odbiorców, które są konieczne dla ich właściwej obsługi.

F.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

F.1.5. Rozliczenia pomiędzy OSD, a sprzedawcą określone w generalnej umowie dystrybucyjnej będą dotyczyć dodatkowych odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonywanych przez OSD tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD, w tym w szczególności odczytów dokonywanych

w związku ze zmianą sprzedawcy.

- F.1.6. Odbiorca profilowy może dokonać zmiany sprzedawcy nie częściej niż 2 razy w roku kalendarzowym.

F.2. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO ZINTEGROWANEGO PIONOWO (SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ)

- F.2.1. Odbiorca dokonując wyboru sprzedawcy, zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy odbiorcy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) oraz z dniem wejścia w życie umowy o świadczenie usług dystrybucji o której mowa w p.F.2.4., nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w p.F.2.5.

- F.2.2. Warunkiem realizacji umowy sprzedaży o której mowa w p.F.2.1., jest istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.F.1.3. zawartej pomiędzy wybranym przez odbiorcę sprzedawcą a OSD, a także umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p.F.2.4.

- F.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w p.F.2.1., odbiorca informuje w formie pisemnej OSD o tej okoliczności.

Sprzedawca potwierdza OSD fakt zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej.

- F.2.4. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.F.2.1. odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji. Umowa ta, oprócz wymagań określonych w p.A.4.3.2., powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) określenie standardowego profilu zużycia i procedurę jego zmiany,
- b) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, w tym także rozwiązanie umowy wskutek nie wskazania przez odbiorcę kolejnego sprzedawcy,
- c) termin wejścia w życie, który powinien być tożsamy z terminem rozwiązania umowy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną).

- F.2.5. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) dokonywane jest na ostatni dzień miesiąca kalendarzowego. Rozwiązanie to odbywa się na zasadach oraz w terminach zapisanych w tej umowie, za wypowiedzeniem złożonym przez odbiorcę lub na mocy porozumienia stron, określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną). Termin ten nie może być wcześniejszy niż ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, w którym odbiorca skutecznie poinformował OSD o zawarciu z nowym sprzedawcą umowy sprzedaży energii, a ten sprzedawca zgłosił tę umowę do OSD, zgodnie z p.F.2.3.

- F.2.6. Odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy otrzymuje dwie faktury: od

sprzedawcy z tytułu sprzedaży energii oraz od OSD z tytułu świadczonych usług dystrybucji.

F.3. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- F.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest:
- a) istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.F.1.3., zawartej pomiędzy OSD, a kolejnym sprzedawcą danego odbiorcy,
 - b) istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p.F.2.4., zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.
- F.3.2. Odbiorca dokonując wyboru kolejnego sprzedawcy, 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, nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w p.F.3.4.
- F.3.3. Odbiorca i jego kolejny sprzedawca zgłaszają do OSD (na zasadach opisanych w p.F.2.3.) fakt zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- F.3.4. Zasady wchodzenia w życie umowy zawartej przez odbiorcę z jego kolejnym sprzedawcą regulowane będą w generalnej umowie dystrybucyjnej. Powinny one zostać tak sformułowane, aby umożliwić dotychczasowemu sprzedawcy końcowe rozliczenie odbiorcy na podstawie danych odczytowych udostępnionych przez OSD.
- Zmiana sprzedawcy (tj. wejście w życie umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą) może nastąpić z pierwszym dniem miesiąca kalendarzowego, lecz nie wcześniej niż po okresie jednego miesiąca od ostatniego z następujących zdarzeń:
- a) skutecznego poinformowania OSD przez kolejnego sprzedawcę o podpisaniu umowy sprzedaży z odbiorcą, na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej,
 - b) skutecznego poinformowania OSD przez odbiorcę w formie pisemnej, o zawarciu umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą.
- F.3.5. OSD dokonuje weryfikacji zgłoszeń o których mowa w p.F.3.4., przyjmuje umowę do realizacji i powiadamia dotychczasowego sprzedawcę o dacie wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, na zasadach opisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRYZDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. Operator systemu dystrybucyjnego określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej poniżej 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.4.

Stosowanie profili dopuszcza się tylko w przypadku, gdy odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD na rynku bilansującym, jest odbiorca sieciowy URB_{SD} działający na terenie OSD do którego sieci jest przyłączony ten URD.

G.2. Dla odbiorców którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w p. G.1., OSD na podstawie danych uzyskanych od odbiorcy dotyczących:

- a) typu odbiorcy,
- b) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- c) wykorzystania mocy umownej,
- d) parametrów technicznych przyłącza,
- e) końcowego przeznaczenia energii (np. rodzaju ogrzewania, rodzaju odbiorników, klimatyzacji itd.),

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 dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z operatorem systemu dystrybucyjnego.

G.4. Sprzedawca o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilość 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 OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilość poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucyjnej o której mowa w p.G.3.

Tablica T.4.

Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
Profil A	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • odbiorcy bytowo – komunalni, • licznik jednostrefowy.
Profil B	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • odbiorcy bytowo – komunalni, • licznik dwustrefowy, • bez ogrzewania elektrycznego.
Profil C	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • odbiorcy bytowo – komunalni, • licznik dwustrefowy, • z ogrzewaniem elektrycznym innym niż dynamiczne.
Profil D	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • odbiorcy bytowo – komunalni, • licznik dwustrefowy, • z dynamicznym ogrzewaniem elektrycznym.
Profil E	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • lokal usługowy, • zasilanie 1-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil F	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • lokal usługowy, • zasilanie 3-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil G	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • lokal usługowy, • licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).
Profil H	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • lokal usługowy, • licznik dwustrefowy (dzień i noc).

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- H.1. Operator systemu dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- H.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe,
- H.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- H.4. Operator systemu dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - 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. Operator systemu dystrybucyjnego 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 przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.