

LUBELSKIE ZAKŁADY ENERGETYCZNE SA



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.

Wchodzi w życie z dniem: 1 stycznia 2007 roku

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	6
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	26
E.	Zasady zmiany sprzedawcy	28
E.1.	Wymagania ogólne	28
E.2.	Zasady zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej)	29
E.3.	Zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	29
E.4.	Algorytm zmiany sprzedawcy stosowany w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	31
E.5.	Algorytm zmiany sprzedawcy stosowany w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	31
E.6.	Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	32
F.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	34
G.	Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia	36

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:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - koncesji Lubelskich Zakładów Energetycznych SA nr PEE/22/2707/U/2/98/RS z dnia 16 listopada 1998r.,
 - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- A.1.2. 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.1.3. Podmiot, którego urządzenie lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej Lubelskich Zakładów Energetycznych S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii uprawnionym do wyboru sprzedawcy ma prawo wskazać URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Podmiot ten nazywany dalej Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), posiada umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z Lubelskimi Zakładami Energetycznymi S.A
- Prawo wskazania URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na rynku bilansującym nie obejmuje odbiorców nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Prawo wskazania URB, innego niż URB_{SD}, odbiorca nabywa się z dniem rozpoczęcia procesu zmiany sprzedawcy
- 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. Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje obowiązującą IRiESD-

Bilansowanie

na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- A.1.8. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.9. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- A.1.10. 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.1.11. 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.1.12. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.1.13. 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.1.14. 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 oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

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 systemu dystrybucyjnego,
 - 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 wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - f) zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
 - h) zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia,
 - i) sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- 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.
- A.2.3. Zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego 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 S.A., 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:
- zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania poszczególnych URD z obszaru swojego działania do MB składających się na JG poszczególnych URB,
 - przekazuje OSP dane niezbędne do konfigurowania JG obejmujących MB z obszaru zarządzanej przez siebie sieci,
 - 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 Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., 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 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.
- A.3.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego jest:
- Sieć przesyłowa,
 - Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD,
 - Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.
- 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:
- Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia Uczestników Rynku Bilansującego z obszarem tego rynku,
 - 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:
- Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii,
 - 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 oraz algorytmów agregacji.
- A.3.3.2. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczone 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 będący wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy ma prawo wskazać odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji, URB innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze tego OSD, który w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. W powyższej sytuacji wskazany URB przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe tego URD, co powoduje wyłączenie tego URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe realizowane przez dotychczasowego URB.
- 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 URB_{SD} działający na obszarze OSD, do sieci którego przyłączony jest URD i z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji.
- A.3.3.5. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe

odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

- A.3.3.6. Podstawą dokonania zmian, o których mowa w p.A.3.3.4. i A.3.3.5., są odpowiednie zapisy w 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. URD mogą wskazać dla jednego miejsca dostarczania tylko jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na RB.
- A.3.3.8. Odbiorcą sieciowym działającym na obszarze określonym w koncesji wymienionej w pkt. A.1.1.b) są Lubelskie Zakłady Energetyczne SA z siedzibą w Lublinie.

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 dystrybucyjnych.
- 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 pod warunkiem zawarcia z OSD odpowiedniej umowy.

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 o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- 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 sprzedawcy,
 - e) wskazanie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD:
 - bezpośrednio poprzez zawarcie umowy z wybranym URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, lub

- pośrednio poprzez zawarcie umowy ze sprzedawcą, który na podstawie pkt. A.4.3.4 niniejszej IRIESD zobowiązany jest do określenia w umowie z OSD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w ramach swojej jednostki grafikowej fizycznych punktów pomiarowych odbiorców, z którymi ten sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz warunki zmiany URB,

- f) moc umowną i warunki wprowadzenia jej zmian,
- g) planowaną ilość dostaw energii,
- h) miejsce dostarczania energii,
- i) standardy jakościowe energii elektrycznej i obsługi odbiorców oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych standardów,
- j) warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii,
- k) stawki opłat lub grupy taryfowe stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej,
- l) sposób prowadzenia rozliczeń,
- m) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy,
- n) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
- o) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- p) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii,
- q) upoważnienie OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy ze sprzedawcą i podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (URB_{SD}), który będzie obsługiwał URD w przypadku zaprzestania działalności przez URB wskazanego przez URD pośrednio lub bezpośrednio jako podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe.

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) oświadczenie 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, oraz zasady i warunki ich zmiany;
- 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,
- h) określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (URB), z którym sprzedawca ma zawartą umowę o świadczenie tej usługi oraz warunki jego zmiany.

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:

dla wytwórców - *...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)..._W...(numer podmiotu)...*,

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. dostępna u operatora systemu dystrybucyjnego. 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. Tablica T1 będzie zamieszczona w części ogólnej IRiESD.
- 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 temu podmiotowi 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 odpowiednio w pkt. A.4.3.3. oraz A.4.3.4. IRiESD-Bilansowanie.

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 E (zasady zmiany sprzedawcy). Zgłoszenie obejmuje w szczególności:
- strony umowy,
 - termin obowiązywania umowy,
 - planowaną ilość dostaw energii,
 - 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 pkt. B.1.3. zgłoszeń umów sprzedaży, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. B.1.4.
- B.2.2. OSD dokonuje weryfikacji w przeciągu 5 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron umowy.
- B.2.3. W przypadku niezgodności zgłoszeń umów OSD, nie później niż w ciągu 2 dni roboczych, powiadamia pisemnie strony dokonujące zgłoszeń o braku możliwości fizycznej ich realizacji. OSD jednocześnie przekazuje informacje o przyczynach nie przyjęcia zgłoszeń umów i konieczności dokonania korekt w celu usunięcia niezgodności.
- B.2.4. OSD dokonuje ponownej weryfikacji skorygowanych zgłoszeń umów, o których mowa w pkt. B.2.3. w terminie określonym w pkt. B.2.2.

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:
- 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,
 - wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MB na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, określonej zgodnie ppkt a) oraz algorytmów agregacji.
- C.1.5. OSD wyznacza ilość rzeczywistą lub szacunkową energii, o której mowa w p.C.1.4.b), w podziale na 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 lub szacunkowe ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). Przekazywanie danych pomiarowych do OSP określających ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej jest dokonywane w cyklu dobowym. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych przez OSP jest określony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSP a OSD. Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczone w oparciu o standardowe profile zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.

- 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.1.10. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe z odpowiedniego dnia tygodnia poprzedzającego wystąpienie zakłócenia.

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,
 - 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 wskazał 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), w uzgodniony z tymi podmiotami sposób z wykorzystaniem narzędzi informatycznych zgodnie z zapisami umowy dystrybucji.
- C.2.6. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD w cyklach miesięcznych i udostępnia, z wykorzystaniem narzędzi informatycznych zgodnie z zapisami umowy dystrybucji, dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni.
- W przypadku braku danych stanowiących podstawę do rozliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- C.2.7. URD oraz URB mają prawo wносить 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,

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

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 spełniać wymagania prawa, w szczególności powinny posiadać: zatwierdzenie typu, legalizację oraz powinny być zgodne z odpowiednimi normami. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja, muszą one posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń nie może przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników elektronicznych i rejestratorów energii elektrycznej powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach układów pomiarowo-rozliczeniowych zgodny z wymaganiami określonymi przez OSD. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem.
- 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:
- w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - w innych lokalizacjach, niż podane w p. a) i b), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej,
 - 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 bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne lub ze wskazanych serwerów ftp.

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 6 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. B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV przy mocy przyłączeniowej większej lub równej 600 kW,
- d) kat B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV przy mocy przyłączeniowej mniejszej niż 600 kW
- e) kat. C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A,
- f) 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 przedlicznikowego 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 a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla

pomiaru na zaciskach generatora.

- 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. 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 istniejących układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 , a dla nowobudowanych i modernizowanych ≤ 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:
- układów pomiarowych w obiektach nowobudowanych oraz modernizowanych,
 - układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy.
- Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.
- C.3.1.15 W przypadku odbiorców niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy, zaliczanych do kategorii C1 i C2, ustala się okres przejściowy w terminie do:
- 31.12.2015 r. dla układów pomiarowych kategorii C2,
 - upływu ważności cech legalizacyjnych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C1.
- C.3.1.16 W przypadku zmiany charakteru odbioru OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- C.3.1.17 Urządzenia zdalnej transmisji danych mające zastosowanie w układach pomiarowo-rozliczeniowych muszą spełniać następujące wymagania:
- prędkość transmisji pomiędzy urządzeniami zdalnej transmisji danych a LSPR OSD nie może być mniejsza niż 9600 Bd,
 - częstość transmisji do LSPR OSD nie rzadziej niż 1 raz na dobę.

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:
- a) 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,
 - b) 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,
 - c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - d) 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,
 - e) 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:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - 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) 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,
 - d) 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:
- a) układu podstawowego,
 - b) 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 tą 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 tą 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:
 - a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
 - b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- 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. 63 dni (dla cykli całkowania 15’).

C.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B1 i B2.

- C.3.3.1. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B1 i B2, o której mowa w p.C.3.1.7. są następujące:
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych powinny mieć klasę dokładności co najmniej 0,5 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej za wyjątkiem liczników energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B2 w układach półpośrednich i bezpośrednich, gdzie liczniki powinny mieć klasę dokładności co najmniej 1 dla pomiaru energii czynnej i 2 dla energii biernej ,
 - c) liczniki energii elektrycznej w rezerwowych układach pomiarowo-rozliczeniowych kat B1 i B2 powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla pomiaru energii biernej,
 - d) 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.3.3.2. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii B1 i B2 wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych;

- a) układu podstawowego,
- b) układu rezerwowego.

Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii B1 i B2 jako układ rezerwowy należy rozumieć jedynie licznik kontrolny z rejestracją profili obciążenia.

C.3.3.3. Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji synchronizowane ze źródła zewnętrznego, co najmniej raz na dobę.

C.3.3.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. B1 i B2 powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD.

C.3.3.5. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej kat. B1 oraz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego kat B2 powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

C.3.3.6. 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 bezpośrednio liczniki energii elektrycznej czynnej o klasie dokładności co najmniej 2, w uzasadnionych przypadkach bezpośrednio liczniki energii biernej o klasie dokładności co najmniej 3.

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 wyznaczanie danych godzinowych ilości dostaw będzie 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 podstawowych układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 1 dla pomiaru energii czynnej i 2 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.3.5.3. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kat. C2 jako układ rezerwowy należy rozumieć jedynie licznik z rejestracją profili obciążenia.
- C.3.5.4. OSD decyduje o konieczności budowy i zastosowania rezerwowych układów pomiarowo-rozliczeniowych kat.C2.
- C.3.5.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. C2 powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD.
- C.3.5.6. W przypadku układów pomiarowych wyposażonych w urządzenia do zdalnej transmisji danych pomiarowych, transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem:
- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej, lub
 - b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- C.3.5.7. 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’).

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 bezpośrednio lub pośrednio innego Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na RB.
- D.2. 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.3. Warunkiem do dokonania zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD są odpowiednie zapisy 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.4. URD, Odbiorca Sieciowy (URB_{SD}) lub URB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz URB przejmujący tą odpowiedzialność są zobowiązani do powiadomienia OSD o realizacji zapisów w odpowiednich umowach, o których mowa w pkt. D.3.
- D.5. Zmiana przyporządkowania danego URD do podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe następuje z datą realizacji warunków zapisanych w umowach, o których mowa w pkt. D.3.

- D.6. OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym przez URB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia URD o obowiązku wskazania nowego URB który przejmie odpowiedzialność za jego bilansowanie handlowe. Wskazanie to musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego URB.
- D.7. W przypadku, gdy URB wskazany przez URD, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD przechodzi na nowego URB, o ile został wyznaczony lub na URB_{SD} zgodnie z pkt.-A.4.3.2q).
- D.8. URB odpowiedzialny za bilansowanie URD jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania URD i ich Sprzedawców o zaprzestaniu działalności na RB.
- D.9. Jeżeli zgodnie z p.D.7. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez nowego URB, a dany URD nie posiada zawartych Umów Sprzedaży Energii, do czasu ich zawarcia i zgłoszenia, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB na rzecz URD realizowana jest na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy URD i nowym URB.

E. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY

E.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- E.1.1. Zasady zmiany sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu (zwanymi dalej „sprzedawcą”) zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy.
- E.1.2. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną zgodnie z pkt. A.4.3.4.
- E.1.3. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.
Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym opóźnieniem w przypadku odbiorców z zainstalowanymi układami pomiarowo-rozliczeniowymi uniemożliwiającymi transmisję danych pomiarowych w dniu wejścia w życie nowej umowy sprzedaży.
- E.1.4. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:
- a) dla odbiorców grupy taryfowej C ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy,
 - b) dla odbiorców grupy taryfowej G ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy,
 - c) proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie może przekroczyć 60 dni, licząc od dnia zgłoszenia umowy sprzedaży przez sprzedawcę lub odbiorcę pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w pkt.E.2 i zgodnie z algorytmem przedstawionym w pkt. E.4.,
 - d) w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy przez URD korzystającego z prawa wyboru sprzedawcy, proces zmiany sprzedawcy nie może przekroczyć 30 dni, licząc od dnia zgłoszenia umowy sprzedaży przez sprzedawcę lub odbiorcę pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w pkt. E.3 i zgodnie z algorytmem przedstawionym w pkt. E.5.,
 - e) okresy, o których mowa w lit. c) i d) uwzględniają czas trwania procesu weryfikacji zgłoszeń, o którym mowa w pkt. B.2.2..

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

- E.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.E.2.4., nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w p.E.2.5.
- E.2.2. Warunkiem realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.E.2.1., jest istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.E.1.2. zawartej pomiędzy wybranym przez odbiorcę sprzedawcą a OSD, a także umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p.E.2.4.
- E.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w p.E.2.1., odbiorca niezwłocznie informuje w formie pisemnej OSD o tej okoliczności, zgodnie z procedurą określoną w części B.
- Sprzedawca potwierdza OSD fakt zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy) zgodnie z procedurą określoną w części B i na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej.
- E.2.4. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.E.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) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
 - b) termin wejścia w życie, który powinien być tożsamy z terminem rozwiązania umowy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną).
- E.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.E.2.3

E.3. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- E.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest:
- a) istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.E.1.2., zawartej pomiędzy OSD, a kolejnym sprzedawcą danego odbiorcy,

- b) istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p.E.2.4., zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.
- E.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.
- E.3.3. Odbiorca i jego kolejny sprzedawca zgłaszają do OSD (na zasadach określonych w pkt B i generalnej umowie dystrybucyjnej) fakt zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- E.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, nie później jednak niż w okresie 30 dni od ostatniego z następujących zdarzeń:

- a) skutecznego poinformowania OSD przez kolejnego sprzedawcę o podpisaniu umowy sprzedaży z odbiorcą, w trybie i na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej,
 - b) skutecznego poinformowania OSD przez odbiorcę o zawarciu umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą na zasadach określonych w części B.
- E.3.5. OSD dokonuje weryfikacji zgłoszeń, o których mowa w p.E.3.3., przyjmuje umowę do realizacji i powiadamia dotychczasowego sprzedawcę o dacie wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, na zasadach opisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej.

E.4. ALGORYTM ZMIANY SPRZEDAWCY STOSOWANY W PRZYPADKU PIERWSZEJ ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- E.4.1. Przyjęcie zgłoszenia zmiany sprzedawcy od odbiorcy oraz od nowego sprzedawcy. Sprzedawca może dokonać zgłoszenia w imieniu odbiorcy na podstawie jego upoważnienia do złożenia takiego zgłoszenia.
- E.4.2. Powiadomienie odbiorcy oraz nowego sprzedawcy o przyjęciu lub odrzuceniu zgłoszenia zmiany sprzedawcy dla danego odbiorcy w ciągu 2 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron umowy sprzedaży.
- E.4.3. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) oraz zawarcie przez OSD umowy dystrybucyjnej z odbiorcą.
- E.4.4. Zawarcie umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym sprzedawcą.
- E.4.5. Zawarcie przez OSD w imieniu i na rzecz URD z URB_{SD} umowy o bilansowanie odbiorcy, która będzie aktywna w przypadku wskazania przez odbiorcę URB_{SD} jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub w przypadku, kiedy podmiot wskazany przez odbiorcę zaprzestanie działalności jako URB.
- E.4.6. Jeśli odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy zawarł umowę o bilansowanie z innym niż URB_{SD} Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB), URD oraz URB (podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe) zgłaszają do OSD informację o zawarciu umowy bilansowania handlowego.
- E.4.7. Zawarcie umowy dystrybucyjnej przez OSD z URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD.
- E.4.8. Spełnienie wymagań zawartych w części D, E.1 oraz E.2.
- E.4.9. Przypisanie fizycznego punktu pomiarowego (FPP) danego odbiorcy do nowego sprzedawcy i powiadomienie przez OSD nowego i dotychczasowego sprzedawcy oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie Odbiorcy o dokonaniu zmian w rejestracji fizycznych punktów pomiarowych, najpóźniej 5 dni przed wejściem w życie nowej umowy sprzedaży.
- E.4.10 Odczyt układu pomiarowo-rozliczeniowego danego odbiorcy na dzień wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, maksymalnie 5 dni po wejściu w życie nowej umowy oraz przekazanie danych pomiarowych odbiorcy oraz nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy.

E.5. ALGORYTM ZMIANY SPRZEDAWCY STOSOWANY W PRZYPADKU KOLEJNEJ ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- E.5.1. Przyjęcie zgłoszenia zmiany sprzedawcy od odbiorcy oraz od nowego sprzedawcy. Sprzedawca może dokonać zgłoszenia w imieniu odbiorcy na podstawie jego upoważnienia do złożenia takiego zgłoszenia.
- E.5.2. Powiadomienie odbiorcy oraz dotychczasowego i nowego sprzedawcy o przyjęciu lub odrzuceniu zgłoszenia zmiany sprzedawcy dla danego odbiorcy w ciągu 2 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron kolejnej umowy

- sprzedaży.
- E.5.3. Wskazanie przez odbiorcę ewentualnej zmiany URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- E.5.4. Zawarcie umowy lub aneksu do umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym sprzedawcą.
- E.5.6. Zawarcie umowy lub aneksu do umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym URB.
- E.5.7. Spełnienie wymagań zawartych w części D, E.1 oraz E.3.
- E.5.8. Przypisanie fizycznego punktu pomiarowego (FPP) danego odbiorcy do nowego sprzedawcy i powiadomienie przez OSD nowego i dotychczasowego sprzedawcy oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie Odbiorcy o dokonaniu zmian w rejestracji fizycznych punktów pomiarowych, najpóźniej 5 dni przed wejściem w życie nowej umowy sprzedaży.
- E.5.9. Odczyt układu pomiarowo-rozliczeniowego danego odbiorcy na dzień wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, maksymalnie 5 dni po wejściu w życie nowej umowy oraz przekazanie danych pomiarowych odbiorcy oraz nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy.

E.6. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- E.6.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz potencjalnym użytkownikom w zakresie przyłączania do sieci oraz świadczonych usług dystrybucyjnych, a w szczególności odbiorcom na temat zasad i procedury zmiany sprzedawcy.
- E.6.2. Informacje ogólne udostępniane są przez OSD m.in.:
- na stronach internetowych OSD,
 - w siedzibie OSD,
 - w siedzibach zakładów energetycznych.
- E.6.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytania odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- listownie na adres OSD,
 - pocztą elektroniczną,
 - faksem
- lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- E.6.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno- prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurach zmiany sprzedawcy,
 - wymaganych umowach,
 - obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - procedurach zgłaszania i weryfikacji umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- E.6.5. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listowej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do

OSD, w formie w jakiej zostało zapytanie złożone .

F. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- F.1. Operator systemu dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- F.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe,
- F.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.
- F.4. Operator systemu dystrybucyjnego 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.
- F.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.
- F.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.
- F.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- F.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.
- F.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.

- F.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 operatorem systemu przesyłowego oraz innymi OSD.
- F.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczególnie uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

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 i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowanych zestawiono w tab. T.4.
Profile zużycia wyznaczone w jednostkach względnych są określone w Tablicy T.5.
- 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) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucyjnej,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
 - d) wykorzystania mocy umownej,
 - e) parametrów technicznych przyłącza,
 - f) 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. Rzeczywista ilość energii w godzinie h jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh, na podstawie przydzielonego profilu zużycia oraz ilości energii wykazanej przez urządzenia układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- G.5. 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.6. 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 ilości 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.
Profil C	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">• lokal usługowy,• zasilanie 1-fazowe,• licznik jednostrefowy.
Profil D	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">• lokal usługowy,• zasilanie 3-fazowe,• licznik jednostrefowy.
Profil E	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">• lokal usługowy,• licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).
Profil F	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">• lokal usługowy,• licznik dwustrefowy (dzień i noc).

Tablica T.5

Profile zużycia energii

Godzina dobry	PROFIL					
	A	B	C	D	E	F
1	3,49	4,00	2,88	3,02	3,13	4,12
2	3,07	3,58	2,76	2,87	3,02	3,93
3	2,81	3,33	2,65	2,78	2,97	3,87
4	2,66	3,21	2,60	2,71	2,89	3,76
5	2,61	3,19	2,55	2,70	2,74	3,68
6	2,73	3,28	2,72	2,88	2,81	3,64
7	3,12	3,49	3,07	3,16	3,19	3,77
8	3,65	3,73	3,51	3,65	3,59	4,19
9	4,13	3,96	4,20	4,38	4,02	4,44
10	4,48	4,11	5,07	5,00	4,44	4,64
11	4,69	4,17	5,68	5,41	4,69	4,63
12	4,73	4,19	6,00	5,66	5,07	4,72
13	4,77	4,30	6,07	5,80	5,28	4,72
14	4,85	4,95	5,99	5,73	5,40	4,91
15	4,72	4,96	5,83	5,60	5,42	4,84
16	4,71	4,39	5,67	5,38	5,39	4,55
17	4,71	4,23	5,54	5,14	5,33	4,21
18	4,90	4,35	4,99	4,93	5,18	3,88
19	5,09	4,59	4,43	4,54	4,89	3,78
20	5,14	4,78	4,09	4,15	4,66	3,77
21	5,16	4,81	3,84	3,93	4,48	3,82
22	5,01	4,85	3,56	3,79	4,24	3,95
23	4,70	4,95	3,26	3,54	3,80	4,07
24	4,07	4,60	3,04	3,25	3,37	4,11
Razem	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00