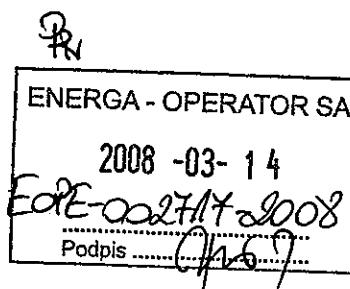




**PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DPK-7110 - 37(8)/2008/SG

Warszawa, dnia 10 marca 2008 r.



**DECYZJA**

Na podstawie art. 9g ust. 9 oraz art. 23 ust. 2 pkt 8 w związku z art. 30 ust.1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387, z 2003 r. Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1660, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 64, poz. 565, Nr 78, poz. 682 i Nr 181, poz. 1524)

po rozpatrzeniu wniosku

**Energa-Operator S.A.,**

z siedzibą w Gdańsku, ul. Marynarki Polskiej 130,

o zatwierdzenie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zawartego w piśmie z dnia 20 sierpnia 2007 r., znak: EN-DU-000111-2007, uzupełnionego pismami: z dnia 27 sierpnia 2007 r., znak: EN-DU-000118-2007, z dnia 13 listopada 2007 r., znak: EN-DU-000165-2007, z dnia 1 lutego 2008 r., znak: EN-PR-000027-2008, EOPE-001018-2008, oraz z dnia 3 marca 2008 r., znak: EN-PR-000037-2007.

**postanawiam**

zatwierdzić przedłożoną Instrukcję, stanowiącą załącznik nr 1 do niniejszej decyzji.

## UZASADNIENIE

Pismem z dnia 20 sierpnia 2007 r. przedsiębiorstwo energetyczne Energa-Operator S.A., (zwane dalej: „Energa-Operator”) przedłożyło do zatwierdzenia projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „Instrukcją”).

Wypełniając obowiązek zawarty w art. 9g ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne „Energa-Operator” opracowała projekt Instrukcji oraz poinformowała użytkowników elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego poprzez opublikowanie na stronie internetowej komunikatu o publicznym dostępie do projektu Instrukcji oraz o możliwości zgłaszania uwag i propozycji do projektu Instrukcji. Proces konsultacji projektu Instrukcji rozpoczął się w dniu 25 lipca 2007 r., a zakończył w dniu 8 sierpnia 2007 r. Następnie po analizie uwag Energa-Operator opracowała nową wersję projektu Instrukcji, która została przekazana do zatwierdzenia jako załącznik do wniosku z dnia 20 sierpnia 2007 r. wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach do Instrukcji i sposobie ich uwzględnienia.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej: „Prezesem URE”), po analizie przedstawionego projektu Instrukcji oraz zgłoszonych uwag i sposobu ich uwzględnienia, wezwał Energa-Operator pismem z dnia 23 października 2007 r. do uzupełnienia wniosku poprzez złożenie dodatkowych wyjaśnień i wprowadzenie zmian w Instrukcji. Zastrzeżenia Prezesa URE dotyczyły w szczególności:

- a) zbyt długiego czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy oraz wprowadzania dodatkowych ograniczeń i wymogów utrudniających bądź przedłużających proces zmiany sprzedawcy,
- b) nieuzasadnionego stosowania pojęcia nielegalnego poboru energii elektrycznej w przypadkach określonych w Instrukcji,
- c) nieuprawnionego nakładania poprzez Instrukcję dodatkowych obowiązków na operatora systemu przesyłowego,
- d) zbyt skomplikowanej procedury postępowania reklamacyjnego,
- e) stosowania okresów przejściowych w zakresie dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań opisanych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu

*elektroenergetycznego* (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623), zwanego dalej: „rozporządzeniem systemowym”.

W odpowiedzi na wezwanie Energa-Operator przedłożyła w piśmie z dnia 13 listopada 2007 r. kolejny projekt Instrukcji. Nie dokonano jednak większości wymaganych zmian.

Pismem z dnia 15 stycznia 2008 r. Prezes URE ponownie wezwał Energe-Operator do dokonania zmian w projekcie Instrukcji. Jednocześnie w związku z wejściem w życie, z dniem 1 stycznia 2008 r., § 23 rozporządzenia systemowego, w piśmie tym Strona została wezwana do przedstawienia propozycji realizacji tego przepisu w Instrukcji.

W odpowiedzi na wezwanie Energe-Operator przedłożyła w piśmie z dnia 1 lutego 2008 r. kolejny projekt Instrukcji. Nie dokonano jednak jeszcze kilku wymaganych zmian.

Następnie, pismem z dnia 3 marca 2008 r., Energa-Operator uzupełniła wniosek poprzez wprowadzenie kolejnych zmian do Instrukcji.

Po przeprowadzeniu analizy zgromadzonego materiału dowodowego w sprawie Prezes URE uznał, że zachodzą przesłanki do zatwierdzenia przedmiotowej Instrukcji.

Stosownie do treści art. 9g ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, Energa-Operator opracowała instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej oraz poinformowała użytkowników systemu dystrybucyjnego o publicznym dostępie do projektu tej instrukcji oraz o możliwości zgłaszania uwag - określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji.

Zgodnie z art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej części instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 tej ustawy, przedstawił Prezesowi URE do zatwierdzenia tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach i sposobie ich uwzględnienia.

Przedłożona Instrukcja Energii-Operator stanowi wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Stosownie do treści art. 9g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne Energa-Operator uwzględniła w Instrukcji wymagania określone w opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Instrukcja dostosowuje także wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych do postanowień rozporządzenia systemowego.

Zgodnie z postanowieniami Instrukcji pierwsza zmiana sprzedawcy energii elektrycznej nie może przekroczyć 30 dni. Natomiast w przypadku odbiorców, których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe spełniają określone przepisami prawa wymagania, mających zawartą odrębną umowę o świadczenie usług dystrybucji oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt ich układów pomiarowo-rozliczeniowych proces zmiany sprzedawcy nie może przekroczyć 14 dni. Ponadto, w Instrukcji Energa-Operator zobowiązała się do zamieszczenia na stronach internetowych standardowego formularza zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz do publikowania listy sprzedawców, z którymi zawarła umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odnosząc się do uwag uczestników rynku, należy stwierdzić że zostały one uwzględnione w toku prowadzonego postępowania, w tym zakresie, w jakim było to możliwe, biorąc pod uwagę zgodność Instrukcji z przepisami prawa i jej funkcjonalność.

W dniu 25 lutego 2008 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 lutego 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2008 r. Nr 30, poz. 178). Przepisy tego rozporządzenia dopuszczają stosowanie do dnia 31 grudnia 2008 r. zakresu, warunków i sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z tego systemu, obowiązujących przed dniem wejścia w życie rozporządzenia systemowego. W związku z tym dostosowanie postanowień Instrukcji do przepisów § 23 rozporządzenia systemowego nie było przedmiotem analizy dokonywanej przez Prezesa URE w tym postępowaniu.

Mając powyższe na względzie, postanawiam orzec jak w sentencji.

## **POUCZENIE**

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - sądu ochrony konkurencji i konsumentów, za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy - Prawo energetyczne oraz art. 479<sup>46</sup> pkt 1 i art. 479<sup>47</sup> § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).

2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przypisanym dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo o zmianę decyzji w całości lub w części (art. 479<sup>49</sup> Kodeksu postępowania cywilnego).

Załącznik nr 1: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Część szczegółowa:

Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Z upoważnienia  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki



Wiceprezes  
Urzędu Regulacji Energetyki

*Marek Woszczyk*

Marek Woszczyk

Otrzymuje:

Energa-Opertor S.A.  
ul. Marynarki Polskiej 130  
80-587 Gdańsk

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł

*Szymon Godecki*

Załącznik nr .....<sup>1</sup>..... do decyzji  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki  
z dnia 10 marca 2008 r.  
nr URK-7110-37(8)/2008/SG



# INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

Wchodzi w życie z dniem: .....01.04.2008 r......

PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Z upoważnienia

## SPIS TREŚCI

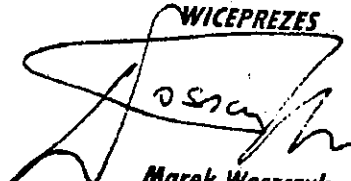
WICEPREZES

A.	Postanowienia wstępne .....	3
A.1.	Uwarunkowania formalno-prawne .....	3
A.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy .....	4
A.3.	Ogólne zasady organizacyjne funkcjonowania rynku bilansującego .....	5
A.4.	Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania .....	6
A.5.	Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych .....	8
B.	Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej .....	11
B.1.	Ogólne zasady .....	11
B.2.	Weryfikacja powiadomień .....	11
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych .....	13
C.1.	Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych .....	13
C.2.	Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych .....	17
D.	Procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe .....	27
E.	Postępowanie reklamacyjne .....	29
F.	Procedury zmiany sprzedawcy .....	31
F.1.	Wymagania ogólne .....	31
F.2.	Procedura zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy z urzędu (pierwsza zmiana sprzedawcy) .....	31
F.3.	Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę (kolejne zmiany sprzedawcy) ..	32
F.4.	Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców .....	33
G.	Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia .....	35
H.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi .....	37
I.	Słownik pojęć i definicji .....	39
I.1.	Oznaczenia skrótów .....	39
I.2.	Pojęcia i definicje .....	40

*[Signature]*  
Marek Woźniak

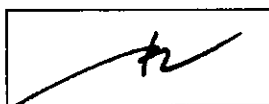
*[Signature]*

*[Signature]*

**A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE****A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE**

Marek Waszczyk

- 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 oraz z 2007 r. nr 21, poz.124 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
  - decyzji Prezesa URE nr DPE-47-31(12)/2686/2007/BT z dnia 30 czerwca 2007 o wyznaczeniu Koncernu Energetycznego ENERGA SA Operatorem Systemu Dystrybucyjnego,
  - koncesji na dystrybucję i przesyłanie Koncernu Energetycznego ENERGA SA zwanego dalej „Operatorem Systemu Dystrybucyjnego” – w skrócie „OSD” nr PEE/41/2686/412/BK z dnia 18 listopada 1998r.,
  - aktualnej taryfy Operatora Systemu Dystrybucyjnego,
  - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- A.1.2. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu przesyłowego (OSP), umożliwiając reprezentowanie podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w rynku bilansującym.
- A.1.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110kV i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji 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 OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- A.1.4. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- A.1.5. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD.
- A.1.6. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- A.1.7. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.8. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

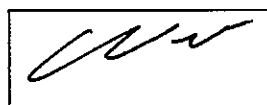




- A.1.9. Karta aktualizacji zawiera w szczególności: **Z upoważnienia**
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
  - b) zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
  - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- A.1.10. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
  - b) wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- A.1.11. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.1.12. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
  - b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
  - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
  - d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- A.1.13. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie. Operator Systemu Dystrybucyjnego udostępnia IRiESD-Bilansowanie do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- A.1.14. IRiESD-Bilansowanie jest regulaminem w rozumieniu art. 384 par. 1 KC.

## A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

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



PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

- c) procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie
- d) wymagania dla układów pomiarowo rozliczeniowych,
- e) zasady przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
- f) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców.
- g) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- i) postępowanie reklamacyjne,
- j) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia.

*[Handwritten signature]*  
Marek Waszczyk

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną 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. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
- b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
- d) sprzedawców,
- e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

### A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

A.3.1. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest PSE-Operator SA, który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.

A.3.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej

*[Handwritten signature]*

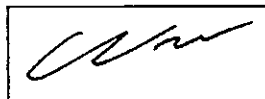
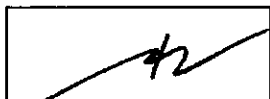
*[Handwritten signature]*

przez niego sieci.

- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w punkcie D.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w p.A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w punkcie D.
- A.3.8. Informacja o sprzedawcach o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1 podpunkt b) (zwanym dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem [www.energa-operator.pl](http://www.energa-operator.pl).

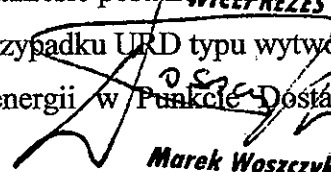
#### A.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

- A.4.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i umowach o świadczenie usług dystrybucji.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy oraz muszą posiadać zawartą z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji.
- A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne**
- A.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań p.A.4.3.5, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - zawarcia przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD,
  - zawarcia przez URD typu odbiorca (URD<sub>O</sub>) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD,
  - zawarcia przez URD typu wytwórca (URD<sub>W</sub>) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a)



- punkt 1 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
- zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
  - wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytworca,
  - algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
  - sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD do odbiorcy w związku z utratą sprzedawcy rezerwowego.

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
Upoważnienia

  
Marek Waszczyk

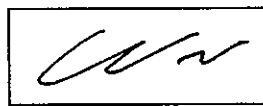
A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSD, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana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

- oświadczenie POB o zawarciu umowy o świadczenie usług przesyłowych z OSP umożliwiającej działalności na rynku bilansującym,
- kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,
- wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD<sub>D</sub>),
- wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
- algorytm wyznaczania energii rzeczywistej w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB).

A.4.3.4. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym.

A.4.3.5. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, posiadający zawartą z tym OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji”) może pełnić funkcję sprzedawcy, w tym sprzedawcy rezerwowego (po określeniu tego faktu w generalnej umowie dystrybucji). Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo

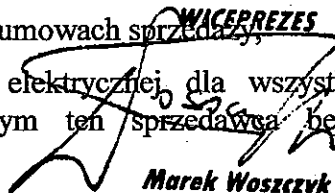




energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 3 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**Z upoważnienia**

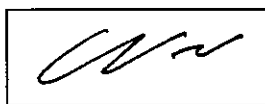
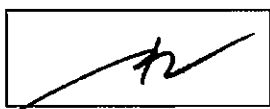
- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- h) zasady wstrzymywania dostarczania energii do URD w przypadkach określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do tej ustawy,
- i) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- j) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD<sub>D</sub>),
- k) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD, w tym w szczególności odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy,
- l) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- m) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

**WICEPREZES**  
  
**Marek Woszczyk**

A.4.3.6. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy sprzedaż energii do URD jest realizowana przez sprzedawców rezerwowych.

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

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



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

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

A.5.3. OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.4. OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) URD typu wytwórca - AAAA\_KodOSD\_W\_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_W\_...(numer podmiotu)...,

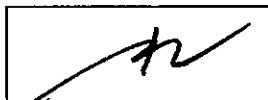
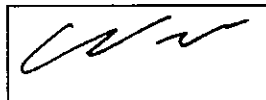
- b) URD typu odbiorca - AAAA\_KodOSD\_O\_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_O\_...(numer podmiotu)...,

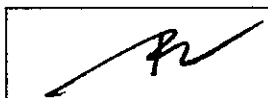
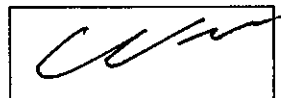
- c) Sprzedawca - AAAA\_KodOSD\_P\_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_P\_...(numer podmiotu)...,

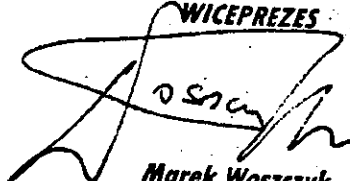
A.5.5. Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy o świadczenie usług przesyłowych.

- Z upoważnienia*  
*WICEPRZES*
- A.5.6. Sprzedawcy nie posiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.
- A.5.7. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej. Jest to inny operator niż ten, który nadał temu sprzedawcy kod identyfikacyjny.
- A.5.8. W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego, stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji, przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- A.5.9. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz właściwym OSD. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.5.10. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych:
- A.5.11. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD\_AAAA\_XX\_XXXX\_XX (19znaków), gdzie:  
*(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe POB)\_(kod typu URD w MDD)\_(numer obiektu MB)\_(numer obiektu RD),*
- A.5.12. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE\_AAAA\_KodOSD\_A\_XXXX, gdzie:  
*(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe podmiotu)\_(kod OSD)\_(typ URD)\_(numer podmiotu),*
- A.5.13. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:  
*(kod obiektu energetycznego)-(kod urzędnika energetycznego),*
- A.5.14. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym. Kody PPE mają następującą postać:  
AA\_KodOSD\_XXXXXXXXXXXX\_XX  
*(kod kraju)(kod OSD)(unikalne dopełnienie)(liczba kontrolna)*

**B. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
WICEPREZES  
  
Marek Woszczyk

**B.1. OGÓLNE ZASADY**

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

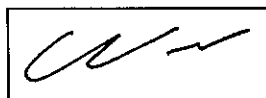
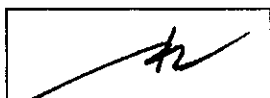
**B.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ**

- B.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w p.B.1.2., w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w p.B.2.1., OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MD<sub>D</sub> wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.
- B.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:
- braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
  - niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami dokonanyymi przez strony umowy; lub



- c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
- d) brak umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
- e) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSD zgłoszenia drugiej strony umowy,

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



**C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH**

PREZES  
URZĘD USTANOWIENIA  
Z upoważnienia

WICEPREZES  
*[Signature]*

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

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

- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych o których mowa w pkt.C.1.6. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
  - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD udostępnia dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.
- C.1.9. OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1 kWh, przy czym:
- dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
  - wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia.
- C.1.10. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego  $_{FD}MB$ :

Ilość energii rzeczywistej w  $_{FD}MB$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych MDD wchodzących w skład  $_{FD}MB$

$$ER_{MBi}^h = \sum_{j \in i} ER_{MDD}^h$$

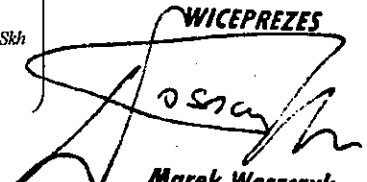
gdzie:

$ER_{MBi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym  $_{FD}MB$  w godzinie  $h$

$ER_{MDD}^h$  - ilość energii rzeczywistej w MDD wchodzącym w skład  $i$ -tego  $_{FD}MB$  w godzinie  $h$

- C.1.11. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego  $_{p}MDD$  w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_1^k \left( \frac{\sum_1^n ED_{Zk}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right) \text{ Z upoważnienia}$$

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
WICEPREZES  
  
Marek Woszczyk

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym MDD w godzinie  $h$

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

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

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

$k$  - ilość typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MB

$m$  - ilość godzin w miesiącu  $M$

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

$$ER_{MDDi}^h = \sum_1^k \left( \frac{\sum_1^n ER_{KT}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym MDD w godzinie  $h$

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

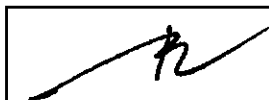
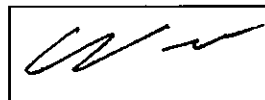
$\sum_1^m E_{PSkhT}$  - suma wartości godzinowych energii w strefie  $T$  standardowego profilu obciążenia typu  $k$  dla miesięcznego okresu rozliczeniowego  $M$

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

$k$  - ilość typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MB

$m$  - ilość godzin w miesiącu  $M$

$T$  - strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej określona w obowiązującej taryfie OSD

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

Ilość energii rzeczywistej w FMDD w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych PDE wchodzących w skład FMDD

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{jei}^n ER_{PDE}^h$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym FMDD w godzinie  $h$

$ER_{PDE}^h$  - ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład  $i$ -tego FMDD w godzinie  $h$ .

- C.1.14. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Punktach Dostarczania Energii (PDE):

Ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE:

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{jei}^n ER_{FPP}^h$$

gdzie:

$ER_{PDEi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym PDE w godzinie  $h$

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

- C.1.15. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych zawartej pomiędzy OSD a OSP. Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.

- C.1.16. 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 zaokrąglenia,
- dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

- PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**WICEPREZES**  
*Marcel Wętkowski*
- C.1.17. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez Systemy Wymiany Informacji OSD zgodnie z zasadami i w terminach określony w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a POB.
- C.1.18. Dane pomiarowe udostępniane są przez OSD dla URD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD.
- C.1.19. Udostępniane przez OSD dane, w tym także dane pomiarowo-rozliczeniowe, wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianych w IRiESD okresach reklamacyjnych.
- C.1.20. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD będących wytwórcami lub odbiorcami w cyklach miesięcznych i udostępnia 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.1.21. URD oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w pkt E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

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

### C.2.1. Wymagania ogólne

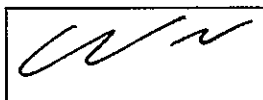
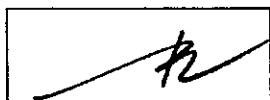
C.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Ustawy Prawo o miarach z dnia 4 listopada 2004r, aktów wykonawczych do ustawy Prawo o miarach oraz w IRiESD. W przypadku gdy właścicielem układu pomiarowego jest OSD na nim spoczywa obowiązek dostosowania tej części układu pomiarowego której jest właścicielem.

C.2.1.2. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem.



Właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz ze świadectwem legalizacji przekładnika, lub jego badań kontrolnych przekazuje do OSD.

C.2.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

C.2.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych. W przypadku wytwórców przyłączonych do sieci niskiego napięcia na napięciu, do którego są przyłączeni,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia. Za zgodą OSD, w uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych w innych miejscach uzgodnionych z wytwórcą,

Za zgodą OSD, w uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 630 kVA włącznie.

C.2.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

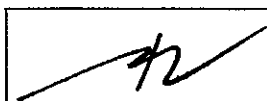
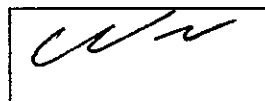
C.2.1.6. OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

C.2.1.7. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

PRZEZ  
URZĘD REKULACJI ENERGETYKI  
WICEPREZES  
Marek Waszczyk

- PREZES  
URZĘDZU REGULACJI ENERGETYKI  
z upoważnienia
- WICEPREZES
- C.2.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych z upoważnienia kategorii:
- a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
  - b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
  - c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
  - d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
  - e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
  - f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
  - g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
  - h) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
  - i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
  - j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

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



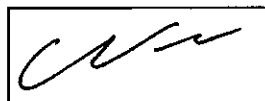
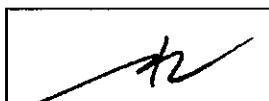
PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

WICEPREZES

- C.2.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, <sup>uwzględniając</sup> odpowiednią klasę dokładności odpowiadającą dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
  - jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
  - jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
  - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- C.2.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
  - dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- C.2.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa operator systemu dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- C.2.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby dla nowo projektowanych układów pomiarowych, wartość prądu wynikającego z mocy umownej i uwzględnienia zadanego współczynnika  $\text{tg } \varphi$  powinna być nie mniejsza niż 90% wartości *znamionowego prądu pierwotnego*; natomiast dla eksploatowanych lub modernizowanych rzeczywisty prąd roboczy strony pierwotnej przekładników prądowych powinien się mieścić w granicach od 20% do 120% znamionowego prądu pierwotnego, również w przypadkach nierównomiernych obciążeń sezonowych.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- C.2.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

- C.2.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przyrządów prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ~~przekładnik~~ <sup>PREZES</sup> ~~przekładnik~~ <sup>URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI</sup> ~~przekładnik~~ <sup>WICEPREZES</sup>
- C.2.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być ~~przystosowane~~ <sup>przystosowane</sup> do plombowania.
- C.2.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt C.2.1.8., dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- C.2.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- C.2.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- C.2.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- C.2.1.20. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego na swój koszt i swoim staraniem demontuje wskazany element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej w terminie do 7-miu dni od dnia zgłoszenia żądania.
- C.2.1.21. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- C.2.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- C.2.1.23. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- C.2.1.24. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt C.2.1.25.
- C.2.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD ma obowiązek umożliwić



- przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- C.2.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt C.2.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- C.2.1.27. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej instrukcji.
- C.2.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. C.2.1.22. i C.2.1.26., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- C.2.1.29. W przypadku stwierdzenia prawidłowego działania układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- C.2.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

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

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

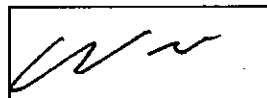
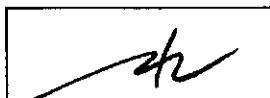
PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
Z upoważnienia  
WICEPREZES

*Marek Waszczyk*

- C.2.2.3. Układy pomiarowo – rozliczeniowe kategorii A3<sup>z</sup> powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernych,
  - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.2.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo – rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo – rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie C.2.2.1.,
  - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie C.2.2.2.
- C.2.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
  - c) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- C.2.2.6. Transmisja danych z układów pomiarowo – rozliczeniowych kategorii A1, A2, i A3 powinna być realizowana automatycznie – „on line” za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- C.2.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji określa OSD.

### C.2.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

- C.2.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w p. C.2.1.8. powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
  - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
  - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć



klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp lub za pomocą poczty elektronicznej),
- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

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

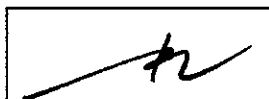
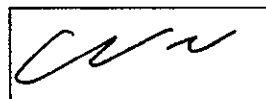
PREZES  
URZĄD ZOBOWIĄZANI  
ENERGETYKI  
WICEPREZES  
Marek Woszczyk

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

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

C.2.3.5 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii B5, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:


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

dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej  
**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**Z upoważnienia**

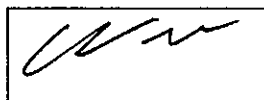
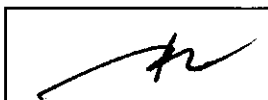
**C.2.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C.**

**C.2.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:**

- WICEPREZES**  
  
**Marek Woszczyk**
- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
  - b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
    - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe). Układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
    - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

**C.2.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:**

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



**D PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW  
ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE**

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

WICEPREZES

D.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

- 1) Sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
  - a) OSD,
  - b) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - c) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,

oraz

- 2) OSP i:
  - a) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - b) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - c) OSD,

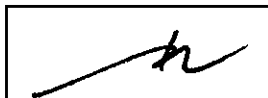
oraz

- 3) OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

D.2. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tę odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie, drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSD. OSD dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem p.D.3. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.

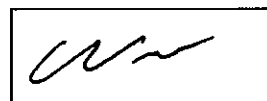
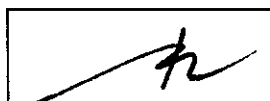
D.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na rynku bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSD powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy oraz POB przekazującego i przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

D.4. Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy o której mowa w p.D.1.2.c), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w p.D.3.






- PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**WICEPREZES**  
**Marek Waszczyk**
- D.5. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla odbiorcy lub na OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje sprzedawca rezerwowi.
- D.6. Jeżeli odbiorca utraci sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawca rezerwowi utraci POB wskazanego przez tego sprzedawcę jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas odbiorca traci sprzedawcę rezerwowego, a odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe odbiorcy staje się OSD. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD do odbiorcy w związku z utratą sprzedawcy, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a odbiorcą.
- D.7. OSP skutecznie informuje OSD oraz POB, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umowy sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień rozdziału D., w przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSD realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy.
- D.8. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- D.9. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.



**E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE**

**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**Z upoważnienia**

**WICEPREZES**

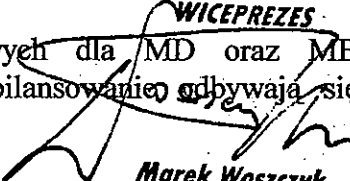
- E.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- E.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- E.3. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD na adres:  
*ENERGA-Operator SA*  
*ul. Marynarki Polskiej 130*  
*80-557 Gdańsk*
- E.4. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
  - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
  - zgłaszane żądanie;
  - dokumenty uzasadniające żądanie.
- E.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- E.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. E.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierającym:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
  - uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
  - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. E.3.
- E.7. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- E.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.

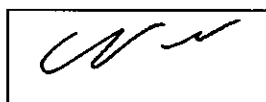
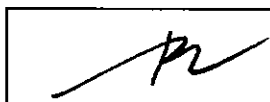
*Marek Waszczyk*

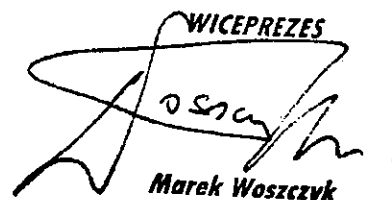
*[Signature]*

*[Signature]*

- E.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. E.8., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- E.10. Reklamacje dotyczące korekty danych pomiarowych dla MD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie odbywają się zgodnie z zapisami IRiESP.

**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
**Z upoważnienia**  
**WICEPREZES**  
  
**Marek Woszczyk**



**F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY****URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
Z upoważnienia**WICEPREZES**  
  
**Marek Woszczyk****F.1. WYMAGANIA OGÓLNE**

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

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

F.1.3. Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia p.C.2. od momentu skorzystania z tego prawa.

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

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

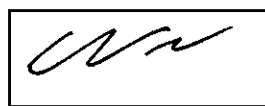
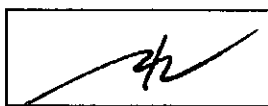
a) proces zmiany Sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy z urzędu nie powinien przekroczyć okresu 30 dni, licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień o których mowa w p.F.2.3.,

b) proces kolejnych zmian Sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu:

- 30 dni dla 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,

- 14 dni dla pozostałych odbiorców,

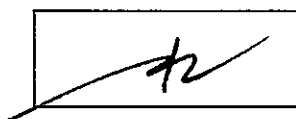
licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień o których mowa w p.F.3.4.

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

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

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

- F.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę Sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.
- F.3.2. Odbiorca dokonuje wyboru kolejnego Sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i jego dotychczasowym Sprzedawcą.
- F.3.3. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- F.3.4. Odbiorca i nowy Sprzedawca powiadamiają OSD (na zasadach opisanych w p.F.2.3.) o fakcie zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.



F.3.5. Operator Systemu Dystrybucyjnego, w terminie nie przekraczającym 2 tygodni roboczych od daty otrzymania powiadomień o których mowa w p.F.3.4., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału B.

F.3.6. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w p.F.3.5., OSD informuje dotychczasowego sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o zmianie sprzedawcy.

W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSD informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.

F.3.7. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i nowym sprzedawcą wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą.

#### F.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.4.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci  $\square$ T. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.4.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronach internetowych OSD,
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
- c) poprzez ogłoszenia prasowe,
- d) w punktach obsługi klienta.

F.4.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w punkcie obsługi klienta,
- b) listownie na adres OSD,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

F.4.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
- c) procedurach zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

PREZES

URZĘDZIE REKULACJI ENERGETYKI

z upoważnienia

WICEPREZES

Marek Waszczyk

- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

WICEPREZES

Marek Waszczyk

F.4.5. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.

F.4.6. Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz generalnej umowy dystrybucyjnej, a także lista sprzedawców mających generalne umowy z OSD są publikowane na stronach internetowych OSD

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
WICYPREZES  
WICYPREZES

**G. ZASADY WYZNACZANIA, PRYZDZIEŁANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA**

- G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD 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.1.
- G.2. Dla odbiorców którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w p. G.1., OSD na podstawie:
- parametrów technicznych przyłącza,
  - grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji,
  - historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD.
- G.4. Sprzedawca o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucji profili i planowanej 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 dystrybucji o której mowa w p.G.3.



Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
Profil A	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• odbiorcy bytowo – komunalni,</li> <li>• licznik jednostrefowy, jednofazowy</li> </ul>
Profil B	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• odbiorcy bytowo – komunalni,</li> <li>• licznik jednostrefowy, trójfazowy</li> </ul>
Profil C	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• odbiorcy bytowo – komunalni,</li> <li>• licznik dwustrefowy, jednofazowy</li> </ul>
Profil D	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• odbiorcy bytowo – komunalni,</li> <li>• licznik dwustrefowy, trójfazowy</li> </ul>
Profil E	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• lokal usługowy,</li> <li>• licznik jednostrefowy, jednofazowy</li> </ul>
Profil F	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• lokal usługowy,</li> <li>• licznik jednostrefowy, trójfazowy</li> </ul>
Profil G	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• lokal usługowy,</li> <li>• licznik dwustrefowy (szczyt i poza szczytowe).</li> </ul>
Profil H	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>• lokal usługowy,</li> <li>• licznik dwustrefowy (dzień i noc).</li> </ul>

Tabela Profili – Udział % w godzinie

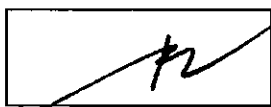
godz.	profil A	profil B	profil C	profil D	profil E	profil F	profil G	profil H
1	3,29	3,24	4,68	4,16	3,56	2,58	2,90	4,30
2	2,85	2,75	4,11	3,55	3,25	2,50	2,83	4,07
3	2,63	2,55	3,62	3,32	3,17	2,48	2,79	4,04
4	2,55	2,42	3,52	3,24	3,14	2,45	2,84	4,09
5	2,58	2,42	3,49	3,20	3,08	2,44	2,77	3,93
6	2,67	2,64	3,22	3,19	3,03	2,56	2,98	3,79
7	3,09	3,30	3,20	3,21	3,26	3,07	3,45	3,79
8	3,68	3,83	3,44	3,48	4,03	4,15	3,89	4,28
9	4,31	4,37	3,46	3,71	4,50	5,54	4,35	4,17
10	4,61	4,70	3,58	3,81	4,93	5,72	4,88	4,29
11	4,68	4,83	3,68	3,83	5,21	6,28	5,26	4,28
12	4,69	4,77	3,68	3,83	5,29	6,57	5,63	4,76
13	4,76	4,74	4,05	4,04	5,31	6,24	5,78	4,73
14	4,68	4,76	5,13	5,24	5,19	6,04	5,72	4,81
15	4,61	4,66	5,00	5,60	5,03	5,68	5,57	4,72
16	4,60	4,61	3,97	4,70	4,83	5,46	5,35	4,17
17	4,75	4,76	3,88	4,25	4,64	4,98	5,12	4,08
18	4,92	4,97	4,04	4,27	4,35	4,64	4,91	3,73
19	5,17	5,11	4,18	4,45	4,21	4,10	4,49	3,60
20	5,43	5,31	4,56	4,68	4,12	3,76	4,17	3,55
21	5,46	5,41	4,83	4,82	4,03	3,62	4,05	3,64
22	5,28	5,21	5,05	5,03	4,03	3,43	3,79	4,33
23	4,75	4,73	5,61	5,40	3,95	3,00	3,40	4,47
24	3,96	3,91	6,02	4,99	3,86	2,71	3,08	4,38

**H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

WICEPREZES

  
Marek Woszczyk

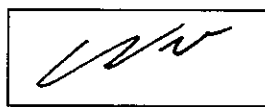
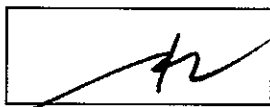
- H.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- H.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- ograniczenia elektrowniane,
  - ograniczenia sieciowe.
- H.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
  - przyczyny technologiczne w elektrowni,
  - działanie siły wyższej,
  - realizację polityki energetycznej państwa.
- H.4. OSD 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. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- H.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- H.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania



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

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

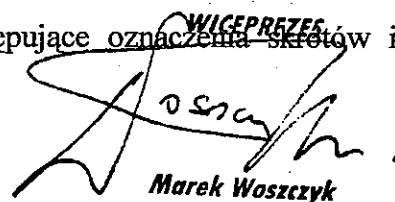
*Marek Woszczyk*



**I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.**

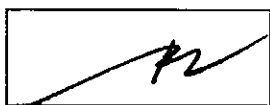
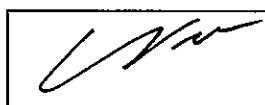
**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
 Z upoważnienia

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

**WICEPREZES**  
  
 Marek Waszczyk

**I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW**

<b>FPP</b>	Fizyczny Punkt Pomiarowy
<b>IRiESD</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
<b>IRiESD-Bilansowanie</b>	część szczegółowa Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotycząca bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi
<b>IRiESP</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
<b>IRiESP-Bilansowanie</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
<b>KSE</b>	Krajowy System Elektroenergetyczny
<b>LSPR</b>	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
<b>MB</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>FD<sub>MB</sub></b>	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>MD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
<b>MDD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>F<sub>MDD</sub></b>	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>P<sub>MDD</sub></b>	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>OSD</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSP</b>	Operator Systemu Przesyłowego
<b>PDE</b>	Punkt Dostarczania Energii
<b>POB</b>	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
<b>PPE</b>	Punkt Poboru Energii
<b>URB</b>	Uczestnik Rynku Bilansującego
<b>URD</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego
<b>URD<sub>O</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
<b>URD<sub>W</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>WIRE</b>	System wymiany informacji o rynku energii

**I.2. POJĘCIA I DEFINICJE**

<b>Bilansowanie systemu</b>	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
<b>Dystrybucja energii elektrycznej</b>	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)</b>	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
<b>Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMDD)</b>	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
<b>Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (PMDD)</b>	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
<b>Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)</b>	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB.
<b>Jednostka grafikowa</b>	Zbiór Miejsc Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego.
<b>Krajowy System Elektroenergetyczny</b>	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
<b>Mechanizm bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
<b>Miejsce dostarczenia (MD)</b>	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
<b>Miejsce dostarczenia energii rynku</b>	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę

**bilansującego (MB)**

węzłów w sieci, lub umowny punkt, ponad siecią, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

**Miejsce Dostarczania  
Energii Rynku  
Detalicznego (MDD)**

Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a LIRD.

**Miejsce przyłączenia**

Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.

**Moc przyłączeniowa**

Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

**Obszar Rynku  
Bilansującego**

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.

**Odbiorca**

Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

**Odbiorca energii  
elektrycznej w  
gospodarstwie domowym**

Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.

**Ograniczenia  
elektrowniane**

Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.

**Ograniczenia sieciowe**

Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.

**Operator**

Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.

**Operator handlowy (OH)**

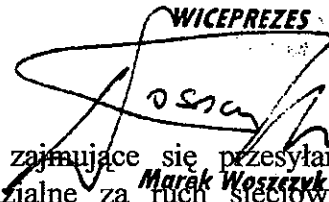
Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.

**Operator handlowo-  
techniczny (OHT)**

Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.

**Operator pomiarów (OP)**

Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.

WICEPREZES  
  
 Marek Woszczyk

**Operator Systemu Przesyłowego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Operator Systemu Dystrybucyjnego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Przedsiębiorstwo energetyczne**

Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.

**Przesyłanie - transport energii elektrycznej**

Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.

**Punkt Dostarczania Energii**

Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.

**Punkt Poboru Energii**

Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy

**Rynek bilansujący**

Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.

**Sieci**

Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,

**Sieć przesyłowa**

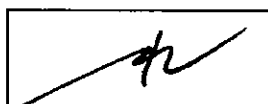
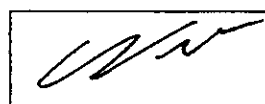
Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.

**Sieć dystrybucyjna**

Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.

**Sprzedawca**

Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność



## URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

	gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną wytwarzaną przez niego lub przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
<b>Sprzedaż energii elektrycznej</b>	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
<b>Uczestnik Rynku Detalicznego</b>	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy o świadczenie usług dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy</b>	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-kontrolny</b>	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
<b>Urządzenia</b>	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
<b>Ustawa</b>	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
<b>Użytkownik systemu</b>	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
<b>Zarządzanie</b>	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora

**ograniczeniami  
systemowymi**

*Z upoważnienia*  
systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

*Marek Waszczyk*

