

ENEA Operator Sp. z o.o.  
ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
Z upoważnienia  
WICEPREZES

*Marek Waszczyk*  
Marek Waszczyk



Załącznik nr ..... do decyzji  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

7 dnia ..... 6 marca 2008  
DPRK-7110-52(8)/K00P/VP

## INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Bilansowanie systemu dystrybucyjnego  
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

ENEA Operator Sp. z o.o.  
Prókurant  
Departament Usług Operatorskich i Taryf  
Dyrektor  
*Waldemar Borowiak*  
Waldemar Borowiak

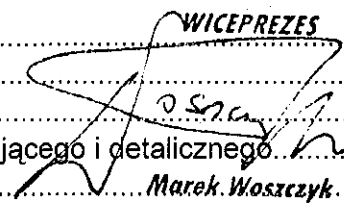
ENEA Operator Sp. z o.o.  
Członek Zarządu  
Wiceprezes ds. Ekonomicznych  
*Bolesław Tatarzycki*  
Bolesław Tatarzycki  
-1-

Wchodzi w życie z dniem: *1 kwietnia 2008* r.

Niniejsza instrukcja została opracowana przez ENEA Operator Sp. z o.o., która decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKO z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, została wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy Prawo energetyczne.

SPIS TREŚCI *upoważnienia*

<b>A. Postanowienia wstępne</b> .....	3
A.1. Uwarunkowania formalno-prawne.....	3
A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy.....	7
A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego.....	8
A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży.....	10
A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych.....	12
<b>B. Procedura powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej</b> .....	14
B.1. Ogólne zasady.....	14
B.2. Weryfikacja powiadomień.....	14
B.3. Zasady zgłoszeń umów sprzedaży.....	15
<b>C. Zasady wyznaczania, przekazywania oraz udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych</b> .....	18
C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.....	18
C.2. Udostępnianie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.....	22
C.3. Pozyskiwanie danych pomiarowych.....	23
C.4. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych.....	24
C.5. Wymagania techniczne dla układów transmisji danych pomiarowych.....	32
<b>D. Zasady ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe</b> .....	34
<b>E. Procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej</b> .....	36
E.1. Postanowienia ogólne.....	36
E.2. Procedura pierwszej zmiany sprzedawcy.....	37
E.3. Procedura kolejnych zmian sprzedawcy.....	38
E.4. Zasady udzielania informacji dotyczących zmiany sprzedawcy.....	39
<b>F. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia</b> .....	41
<b>G. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi</b> .....	43
<b>H. Postępowanie reklamacyjne</b> .....	45
<b>Załącznik nr 1</b> Słownik pojęć i definicji	
<b>Załącznik nr 2</b> Wzór formularza powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej	
<b>Załącznik nr 3</b> Wykaz standardowych profili zużycia	

WICEPREZES  
  
 Marek Woźniak

## A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

### A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego z ograniczeniami systemowymi, zwanej dalej „IRIESD-Bilansowanie”, wynikają w szczególności z następujących przepisów i dokumentów:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami), zwaną dalej „ustawą Prawo energetyczne”, wraz z aktami wykonawczymi wydanymi na podstawie delegacji zawartych w ustawie Prawo energetyczne, obowiązującymi na dzień wejścia w życie IRIESD-Bilansowanie;
- b) koncesji ENEA Operator Sp. z o.o. („OSD”) na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z dnia 28 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, na okres do dnia 1 lipca 2017 r.;
- c) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu OSD na okres do dnia 1 lipca 2017 r. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, o której mowa w lit. b);
- d) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej OSD;
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zwanej dalej „IRiESP”, opracowanej przez PSE-Operator S.A. („OSP”), która pełni funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

A.1.2. IRIESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP, w szczególności postanowienia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zwanej dalej „IRiESP-Bilansowanie”, która została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-7102-14(5)/2006 z dnia 10 lutego 2006 r. i zmieniona decyzjami: nr DPK-7102-14(7)/2006 z dnia 22 grudnia 2006 r., nr DPK-7102-14(8)/2007 z dnia 29 marca 2007 r., nr DPK-7102-14(14)/2007 z dnia 21 czerwca 2007 r. i nr DPK-7102-14(17)/2007/RGa z dnia 30 października 2007 r.

A.1.3. OSD pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy Prawo energetyczne – na obszarze następujących gmin i miejscowości:

a) województwo dolnośląskie:

Góra	Niechlów	Wąsosz
Jemielno		

b) województwo lubuskie:

Babimost	Krosno Odrzańskie	Sława
Bledzew	Krzyszów	Słońsk

Bobrowice	Lipinki Łużyckie	Stalowa Wola
Bogdaniec	Lubiszyn	Stare Kurowo
Bojadła	Lubniewice	Strzelce Krajeńskie
Brody	Lubrza	Sulechów
Brzeźnica	Lubsko	Sulęcín
Bytnica	Łagów	Szczaniec
Bytom Odrzański	Łęknica	Szlichtyngowa
Cybinka	Małomice	Szprotawa
Czerwińsk	Maszewo	Świdnica
Dąbie	Międzyrzecz	Świebodzin
Deszczno	Niegostawice	Torzym
Dobiegniew	Nowa Sól	Trzciel
Drezdenko	Nowe Miasteczko	Trzebiechów
Gorzów Wielkopolski	Nowogród Bobrzański	Trzebiel
Gozdnica	Ośno Lubuskie	Tuplice
Górzycyca	Otyń	Witnica
Gubin	Przewóz	Wschowa
Iłowa	Przytoczna	Wymiarki
Jasień	Pszczew	Zabór
Kargowa	Rzepin	Zbąszynek
Kłodawa	Santok	Zielona Góra
Kolsko	Siedlisko	Zwierzyn
Kostrzyn n. Odrą	Skąpe	Żagań
Kozuchów	Skwierzyna	Żary

Z upoważnienia  
 PRZES  
 URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
 Stalowa Wola  
 Stare Kurowo  
 Strzelce Krajeńskie  
 Sulechów  
 Sulęcín  
 Szczaniec  
 Szlichtyngowa  
 Szprotawa  
 Świdnica  
 Świebodzin  
 Torzym  
 Trzciel  
 Trzebiechów  
 Trzebiel  
 Tuplice  
 Witnica  
 Wschowa  
 Wymiarki  
 Zabór  
 Zbąszynek  
 Zielona Góra  
 Zwierzyn  
 Żagań  
 Żary

c) województwo kujawsko-pomorskie:

Barcin	Jeżewo	Rogowo
Białe Błota	Kamień Krajeński	Rojewo
Bukowiec	Kcynia	Sadki
Bydgoszcz	Kęsowo	Sępólno Krajeńskie
Cekcyn	Koronowo	Sicienko
Dąbrowa	Kruszwica	Solec Kujawski
Dąbrowa Biskupia	Lniano	Sośno
Dąbrowa Chełmińska	Lubiewo	Strzelno
Dobrcz	Łabiszyn	Szubin
Dragacz	Mogilno	Śliwice
Drzycim	Mrocza	Świecie
Gąsawa	Nakło n. Notecią	Świekatowo
Gniewkowo	Nowa Wieś Wielka	Tuchola
Gostycyn	Nowe	Warlubie
Inowrocław	Osie	Więcbork
Janikowo	Osielsko	Złotniki Kujawskie
Janowiec Wielkopolski	Pakość	Żnin
Jeziora Wielkie	Pruszcz	

d) województwo pomorskie:

Brusy	Czarne (miejscowość:	Czersk
Chojnice	Prądy, Domyśl i Lubnia)	Debrzno (miejscowość: Buka)

UWi

Z upoważnienia

WICEPREZES

e) województwo wielkopolskie:

Białośliwie	Krzyż Wielkopolski	Przemęt
Bojanowo	Książ Wielkopolski	Puszczykowo
Borek Wielkopolski	Kuślin	Rakoniewice
Brodnica	Kwilcz	Rawicz <i>Marek Woszczyk</i>
Budzyń	Leszno	Rogoźno
Buk	Lipka	Rokietnica
Chodzież	Lipno	Ryczywół
Chrzypsko Wielkie	Lubasz	Rydzyzna
Czarnków	Luboń	Siedlec
Czempiń	Lwówek	Sieraków
Czarniejewo	Łobżenica	Skoki
Czerwonak	Łubowo	Skulsk (miejscowość):
Damasławek	Margonin	Łuszczewo i Krzywe
Dolsk	Miasteczko Krajeńskie	Kolano)
Dominowo	Miedzichowo	Stęszew
Dopiewo	Miejska Górka	Suchy Las
Drawsko	Mieleszyn	Swarzędz
Duszniki	Mieścisko	Szamocin
Gniezno	Międzychód	Szamotuły
Gołańcz	Miłosław	Szydłowo
Gostyń	Mosina	Śmigiel
Granowo	Murowana Goślina	Śrem
Grodzisk Wielkopolski	Nekla	Środa Wielkopolska
Jastrowie	Niechanowo	Święciechowa
Jutrosin	Nowe Miasto n. Wartą	Tarnowo Podgórne
Kaczory	Nowy Tomyśl	Tarnówka
Kamieniec	Oborniki	Trzcianka
Kaźmierz	Obrzycko	Trzemeszno
Kiszkowo	Okonek	Ujście
Kleszczewo	Opalenica	Wapno
Kłecko	Osieczna	Wągrowiec
Kobylin	Ostroróg	Wieleń
Kołaczkowo	Pakosław	Wielichowo
Komorniki	Pępowo	Wijewo
Kostrzyn	Piaski	Włoszakowice
Kościan	Piła	Wolsztyn
Kórnik	Pniewy	Wronki
Krajenka	Pobiedziska	Września
Krobia	Pogorzela	Wyrzysk
Krzemieniewo	Połajewo	Wysoka
Krzykosy	Poniec	Zakrzewo
Krzywiń	Poznań	Zaniemyśl
		Zbąszyń
		Złotów

f) województwo zachodniopomorskie


Banie	Іńsko	Przybiernów
Barlinek	Kamień Pomorski	Pyrzyce
Bielice	Karnice	Radowo Małe

Bierzwnik	Kobylanka	<p style="text-align: center;"><b>URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI</b>  <i>Recz</i>                  Z upoważnienia                  Resko                  Rewal                  Rymań                  Stara Dąbrowa                  Stare Czarnowo                  Stargard Szczeciński                  Stepnica                  Suchań                  Szczecinek (miejscowość:                  Pilówka i Korea)                  Szczecin                  Świerzno                  Świnoujście                  Trzcianko – Zdrój                  Trzebiatów                  Tuczno                  Wałcz                  Warnice                  Węgorzyno                  Widuchowa                  Wolin</p>
Boleszkowice	Kołbaskowo	
Borne Sulinowo	Kozielice	
Brojce	Krzęcin	
Cedynia	Lipiany	
Chociwel	Łobez	
Chojna	Marianowo	
Choszczno	Maszewo	
Człopa	Mieszkowice	
Dębno	Międzyzdroje	
Dobra	Mirosławiec	
Dobra (Szczecińska)	Moryń	
Dobrzany	Myślibórz	
Dolice	Nowe Warpno	
Drawno	Nowogard	
Drawsko Pomorskie	Nowogródek Pomorski	
Dziwnów	Osina	
Golczewo	Pełczyce	
Goleniów	Płoty	
Gryfice	Police	
Gryfino	Przelewice	

- A.1.4. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym 110 kV i który posiada umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej („umowa przesyłowa”) zawartą z OSP oraz umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej („umowa dystrybucyjna”) zawartą z OSD, jest objęty obszarem Rynku Bilansującego („RB”) i uczestniczy w RB na zasadach i warunkach określonych w IRiESP-Bilansowanie, staje się Uczestnikiem Rynku Bilansującego typu wytwórca lub odbiorca końcowy.
- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego („URD”).
- A.1.6. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.7. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie jej zmiany podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w drodze decyzji administracyjnej.
- A.1.8. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa URE, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD.
- A.1.9. Data wejścia w życie zmian IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- A.1.10. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

A.1.11. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- a) przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie;
- b) zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie;
- c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

  
Marek Woszczyk

A.1.12. 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.1.13. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.

A.1.14. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:

- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag;
- b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi;
- c) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia;
- d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji;
- e) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.

A.1.15. OSD publikuje zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD-Bilansowanie wraz z obowiązującymi Kartami aktualizacji na swojej stronie internetowej oraz udostępnia aktualną IRiESD-Bilansowanie do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

## A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej („umowa sprzedaży”) zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD i realizowanych w tej sieci przez OSD, a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego;
- b) zasady kodyfikacji podmiotów;





dystrybucji energii elektrycznej, na standardowych warunkach wynikających z przepisów i dokumentów przywołanych w pkt. A.1.1. IRiESD-Bilansowanie, a także przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego i przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

- A.3.4. Podmiot, który zamierza sprzedawać energię elektryczną dla URD typu odbiorca („URD<sub>o</sub>”) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, spełnia warunki zawarte w IRiESD-Bilansowanie oraz który posiada umowę dystrybucyjną zawartą z OSD może pełnić na obszarze działania OSD funkcję sprzedawcy energii elektrycznej, zwany dalej „sprzedawcą”. Umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSD, określa warunki realizacji przez OSD umów sprzedaży zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD<sub>o</sub> oraz dotyczy wszystkich URD<sub>o</sub> z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
- A.3.5. URB, który uczestniczy w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy przesyłowej zawartej z OSP, ma przydzielone i uaktywnione przez OSP MB z obszaru działania OSD, spełnia warunki zawarte w IRiESD-Bilansowanie oraz który posiada umowę dystrybucyjną zawartą z OSD, staje się na obszarze działania OSD podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, zwanym dalej „POB”.
- A.3.6. POB prowadzi bilansowanie handlowe na RB dla sprzedawców oraz dla URD typu wytwórca („URD<sub>w</sub>”) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD. POB jest wskazywany odpowiednio przez sprzedawcę lub przez URD<sub>w</sub> w umowie dystrybucyjnej zawartej przez te podmioty z OSD.
- A.3.7. URD<sub>o</sub>, który jest zakwalifikowany do IV lub V grupy przyłączeniowej nie może zawierać umów sprzedaży, na ten sam okres, z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczania. Zawarta w takich okolicznościach kolejna umowa sprzedaży nie będzie realizowana przez OSD.
- W przypadku więcej niż jednego miejsca dostarczania, OSD dopuszcza realizację dla każdego miejsca dostarczania oddzielnych umów sprzedaży zawartych przez URD<sub>o</sub> z różnymi sprzedawcami.
- A.3.8. Bilansowanie handlowe dla jednego miejsca dostarczania może prowadzić tylko jeden POB.
- A.3.9. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale D IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.10. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.9., 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 rozdziale D.
- A.3.11. Na obszarze działania OSD, funkcję sprzedawcy, o którym mowa w art. 5 ust. 2a) pkt. 1 lit. b) ustawy Prawo energetyczne, zwanym dalej „sprzedawcą rezerwowym”, pełni ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu, która jest jednocześnie podmiotem pełniącym funkcję sprzedawcą z urzędu na obszarze działania OSD.

**A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY** *PREZES*  
*URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI*  
*Z upoważnienia*

- A.4.1. OSD zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży zawartych przez te podmioty, jeżeli zostanie o tym fakcie powiadomiony w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRIESD-Bilansowanie i w umowach dystrybucyjnych. *WICEPREZES*  
*Marek Waszczyk*
- A.4.2. OSD, z zachowaniem wymagań pkt. A.3., realizuje umowy sprzedaży zawarte przez URD po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny;
  - zawarcia przez URD umowy dystrybucyjnej z OSD;
  - zawarcia przez URD<sub>0</sub> umowy sprzedaży z wybranym sprzedawcą, który posiada umowę dystrybucyjną zawartą z OSD;
  - zawarcia przez URD<sub>w</sub> umowy z wybranym POB, który posiada umowę dystrybucyjną zawartą z OSD.
- A.4.3. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy URD a OSD, powinna spełniać wymagania określone w art. 5 ust. 2 pkt. 2) ustawy Prawo energetyczne, zawierać zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRIESD oraz powinna zawierać:
- dla URD<sub>0</sub>:
    - oznaczenie sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowego,
    - sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej za cały okres w którym dla URD<sub>0</sub> nie była realizowana, niezależnie od przyczyny, żadna umowa sprzedaży – w przypadku utraty sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowego;
  - dla URD<sub>w</sub>:
    - wskazanie POB oraz zasady jego zmiany,
    - sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej – w przypadku utraty POB.
- A.4.4. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy POB a OSD powinna spełniać wymagania określone w art. 5 ust. 2 pkt. 2) ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać:
- oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na RB;
  - kod identyfikacyjny POB na RB oraz datę rozpoczęcia działalności POB na RB;
  - dane o udzielonych przez Prezesa URE koncesjach dotyczących działalności w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny;
  - osoby upoważnione przez POB do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe;
  - wykaz sprzedawców i URD<sub>w</sub> dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na RB;

PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

- f) procedury przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe sprzedawców działających na obszarze działania OSD lub URDw przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD;
- g) wykaz kodów identyfikacyjnych JG<sub>0</sub> będących w dyspozycji POB oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JG<sub>0</sub> powiązanych z obszarem działania OSD;
- h) algorytmy agregacji i wyznaczania ilości energii elektrycznej w MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB;
- i) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD-Bilansowanie;
- j) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie;
- k) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie.

*Marek Woszczyk*

A.4.5. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy sprzedawcą a OSD powinna spełniać wymagania określone w art. 5 ust. 2 pkt. 2) i ust. 2a pkt. 3) ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać:

- a) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą;
- b) zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży;
- c) procedurę obejmowania umową kolejnych URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą i zobowiązania stron w tym zakresie;
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę;
- e) osoby upoważnione przez sprzedawcę do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe;
- f) zasady wstrzymywania przez OSD dostarczania energii elektrycznej do URD,
- g) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD;
- h) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD;
- i) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie;
- j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku, gdy sprzedawca utraci, niezależnie od przyczyny, POB prowadzącego bilansowanie handlowe na RB.

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

- PREZES*  
*URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI*  
*z upoważnieniem*
- WICEPREZES*  
*Marek Woszczyk*
- A.5.1. OSD administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych oraz bierze udział w administrowaniu konfiguracją RB dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP-Bilansowanie.
- A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku detalicznego i rynku bilansującego, OSD realizuje następujące zadania:
- przyporządkowywanie URD do MB będących w posiadaniu POB w oparciu o dane konfiguracyjne przekazane przez OSP;
  - przyporządkowywanie sprzedawców oraz URD<sub>w</sub> do poszczególnych MB przydzielonych POB, który jest odpowiedzialny za ich bilansowanie handlowe na RB;
  - przyporządkowywanie URD<sub>o</sub> do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom, którzy posiadają zawarte umowy sprzedaży z URD<sub>o</sub> przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD;
  - udział w procedurze zmiany POB dokonywanej przez sprzedawcę lub przez URD<sub>w</sub>;
  - przekazywanie do OSP danych konfiguracyjnych niezbędnych do monitorowania poprawności konfiguracji RB;
  - rozpatrywanie wniesionych przez POB reklamacji dotyczących danych konfiguracyjnych i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- A.5.3. OSD, na potrzeby realizacji umów dystrybucyjnych, nadaje kody identyfikacyjne POB, sprzedawcom oraz podmiotom, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB.
- A.5.4. Nadane przez OSD kody identyfikacyjne zawierają oznaczenie OSD, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- URD typu wytwórca – KodOSD\_W\_XXXX, gdzie:  
...(oznaczenie kodowe OSD)...\_W...(numer podmiotu)...
  - URD typu odbiorca – KodOSD\_O\_(unikalne dopełnienie), gdzie:  
...(oznaczenie kodowe OSD)...\_O...(numer podmiotu)...
  - POB lub Sprzedawca – AAAA\_KodOSD\_P\_XXXX, gdzie:  
...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_P...(numer podmiotu)...
- A.5.5. Oznaczenie kodowe OSD jest zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z umowy przesyłowej zawartej pomiędzy OSP i OSD.
- A.5.6. Nadanie kodów identyfikacyjnych podmiotom, o których mowa w pkt. A.5.3. oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej pomiędzy tymi podmiotami a OSD.

Z upoważnienia

- A.5.7. OSD może nadawać kody identyfikacyjne obiektom ~~WICZOKTES~~ ~~WICZOKTES~~ detalicznego wykorzystywanym przez OSD w procesie pozyskiwania oraz wyznaczania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.7.1. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają postać: MDD\_AAAA\_XX\_XXXX\_XX (19 znaków), gdzie: *Marek Woszczyk*  
(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe POB)\_(kod typu URD w MDD)\_(numer obiektu MB)\_(numer obiektu RD).
- A.5.7.2. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają postać: PDE\_KodOSD\_A\_XXXX, gdzie:  
(rodzaj obiektu (kod OSD)\_(typ URD)\_(numer podmiotu).
- A.5.7.3. Punkty Poboru Energii (PPE) mają postać: (kod kraju)(kod OSD)(unikalne dopełnienie)(liczba kontrolna).
- A.5.7.4. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają postać: AAA-AAAXX, gdzie:  
(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego).

## B. PROCEDURA POWIADAMIANIA OSD O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

PREZES

z upoważnienia

WICEPREZES

### B.1. OGÓLNE ZASADY

- B.1.1. Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży dokonują
- a) URD<sub>0</sub> przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB, którzy zamierzają zmienić sprzedawcę;
- b) sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży z URD<sub>0</sub>.
- B.1.2. Powiadomienia OSD, o których mowa w pkt. B.1.1. dokonują obie strony umowy sprzedaży zgodnie z procedurą określoną w pkt. F.2. lub F.3. Powiadomienie to dokonywane jest przez strony umowy sprzedaży na jednym formularzu określonym przez OSD, który zawiera co najmniej:
- a) strony umowy sprzedaży wraz z ich danymi teleadresowymi
- b) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy;
- c) okres obowiązywania umowy sprzedaży;
- d) datę zakończenia obowiązywania dotychczasowej umowy sprzedaży;
- e) planowane ilości energii elektrycznej objętej umową sprzedaży, w podziale na okresy wskazane przez OSD.
- B.1.3. Strony umowy sprzedaży są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w zawartej umowie sprzedaży, w zakresie danych określonych w pkt. B.1.2.
- B.1.4. Wzór formularza obowiązujący na obszarze działania OSD stanowi Załącznik nr 2 do IRIESD-Bilansowanie. Jednocześnie wzór formularza jest publikowany na stronie internetowej OSD oraz udostępniony w punktach obsługi klienta prowadzonych przez OSD.
- ### B.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ
- B.2.1. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartej umowie sprzedaży, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. B.1.2., w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomienia podpisanego przez obie strony umowy sprzedaży.
- B.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartej umowie sprzedaży, o której mowa w pkt. B.2.1., OSD przystępuje do konfiguracji PDE należących do URD<sub>0</sub> oraz do konfiguracji MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.
- B.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji, o której mowa w pkt. B.2.1., zaistnieją:
- a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
- b) brak umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
- c) brak umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB; lub

d) brak zainstalowanych przez URD<sub>o</sub> układów pomiarowo rozliczeniowych spełniających wymagania określone w rozdziale C – jeśli są wymagane;

OSD informuje w terminie określonym w pkt. B.2.1. strony dokonujące powiadomień o zawartej umowie sprzedaży o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień.

- B.2.4. Jeżeli OSD odrzucił powiadomienie z przyczyn określonych w pkt. B.2.3., wówczas strony umowy sprzedaży dokonują ponownego powiadomienia OSD o zawartej umowie sprzedaży wskazanej w odrzuconych zgłoszeniach zgodnie z trybem określonym w pkt. B.1.

### B.3. ZASADY ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY

- B.3.1. Zgłoszenie umów sprzedaży jest zestawieniem ilości energii elektrycznej planowanej do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej oraz planowanej do pobrania z sieci dystrybucyjnej dla wszystkich godzin h doby n. Zgłoszenie jest dokonywane w podziale na MB<sub>o</sub> i MB<sub>w</sub> reprezentujące dostawy energii elektrycznej realizowane w sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i powinno wynikać ze zgłoszonych przez POB do OSP zawartych USE w godz. h na RB.
- B.3.2. Zgłoszenie do OSD umów sprzedaży jest dokonywane przez POB i obejmuje planowane ilości dostaw energii elektrycznej do wszystkich URD<sub>w</sub> dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe i wszystkich URD<sub>o</sub> mających zawarte umowy sprzedaży ze sprzedawcami dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe.
- B.3.3. Dla celów zgłoszeń umów sprzedaży przez POB, przyjmuje się zasady oznaczania poszczególnych godzin i dób zgodnie z regułami określonymi przez OSP w IRiESP-Bilansowanie.
- B.3.4. Podstawowym sposobem dokonywania przez POB zgłoszeń umów sprzedaży jest ich przekazanie OSD na adresy poczty elektronicznej lub serwery ftp, zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej, o której mowa w pkt. A.4.4. W przypadku zaimplementowania przez OSD systemu informatycznego, wówczas zgłoszenia będą dokonywane za pomocą tego systemu – niegenerującego dodatkowych kosztów dla POB, poza kosztami przekazywania danych.
- B.3.5. Rezerwowym sposobem dokonywania przez POB zgłoszeń umów sprzedaży jest ich przekazanie OSD z wykorzystaniem faksu lub innej uzgodnionej drogi łączności, zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej, o której mowa w pkt. A.4.4.
- B.3.6. W przypadku zgłoszeń umowy sprzedaży przekazywanych OSD w formie elektronicznej, standardy takiego zgłoszenia określa OSD. OSD udostępnia wzór takiego zgłoszenia zainteresowanym podmiotom. W przypadku zgłaszania umowy sprzedaży w formie papierowej wymagane jest, aby formularz był podpisany przez osobę upoważnioną.
- B.3.7. Zgłoszenie umowy sprzedaży odbywa się za pomocą formularza, którego wzór zamieszczono w Tablicy B.1. Wzór ten obowiązuje dla formularzy przesyłanych elektronicznie lub faksem.

- PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
*Z upoważnienia*  
**WICEPREZES**
- Marek Woszczyk*
- B.3.8. Ilości energii elektrycznej w formularzu są podawane w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh.
- B.3.9. Proces przyjmowania przez OSD zgłoszeń umów sprzedaży na dobę n, w postaci formularza zgodnego z zapisami pkt. B.3.7. kończy się o godz. 12:00 doby n-1 lub godzinie określonej w umowie dystrybucyjnej.
- B.3.10. Jeżeli przekazany przez POB formularz będzie zawierał błędy lub będzie niezgodny z zapisami IRiESD-Bilansowanie, to OSD może odrzucić takie zgłoszenie, zawiadamiając o tym POB dokonującego zgłoszenie zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej, o której mowa w pkt. A.4.4. Wówczas POB może dokonać w terminie określonym w pkt. B.3.9. kolejnego zgłoszenia. W takim przypadku OSD przyjmuje jako obowiązujące ostatecznie zgłoszenie otrzymane od POB.
- B.3.11. W przypadku braku zgłoszenia na dobę n umów sprzedaży przez POB lub w przypadku, o którym mowa w pkt. B.3.10., OSD jako obowiązujące zgłoszenie może przyjąć dla każdego MB reprezentującego dostawę energii elektrycznej realizowane w sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB wielkość energii elektrycznej z przedziału:
- a) od 0 MWh do rzeczywistej lub szacunkowej maksymalnej ilości dostaw energii elektrycznej w danym MB w poprzednim okresie rozliczeniowym – w przypadku posiadania przez OSD historycznych rzeczywistych danych pomiarowych, albo
  - b) od 0 MWh do ilości równej dwukrotności sumy mocy zainstalowanych, mocy umownych lub wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych określonych dla wszystkich URD przypisanych do danego MB w jednostce czasu – do czasu uzyskania danych rzeczywistych.
- B.3.12. Obowiązek zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej spoczywa również na podmiocie pełniącym funkcję  $URB_{SD}$ . Zgłoszenie to jest zestawieniem zawartych USE zgłoszonych do OSP, zgodnie z IRiESP-Bilansowanie.  $URB_{SD}$  przekazuje OSD powyższe dane w terminach i w formie zgodnych z IRiESP-Bilansowanie, w sposób określony w umowie dystrybucyjnej, o której mowa w pkt. A.4.4.
- B.3.13. Zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej stanowią tajemnicę handlową, zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej, o której mowa w pkt. A.4.4., i nie mogą być udostępniane przez OSD osobom trzecim, w szczególności innym  $URB$ , za wyjątkiem podmiotów pełniących w imieniu i na rzecz OSD funkcję OP lub OHT.



PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
Z upoważnienia  
WICEPREZES

Wzór formularza zgłoszeń umów sprzedaży

Kod OSD: ENED	Nazwa OSD: ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań
Kod URB (POB):	Nazwa URB (POB):
Kod JG <sub>0</sub> URB (POB):	Dane osoby dokonującej zgłoszenia: (imię i nazwisko), e-mail: ....., tel. ....
Data doby: dd.mm.rrrr	Uwagi:

*Marek Woszczyk*

**Ilości energii w poszczególnych MB z obszaru działania OSD składających się na JG<sub>0</sub> POB**

Godzina doby	...oznaczenie MB <sub>0</sub> ...		...oznaczenie MB <sub>w</sub> ...	
	En. pobrana przez URD <sub>0</sub>	En. oddana przez URD <sub>0</sub>	En. pobrana przez URD <sub>w</sub>	En. oddana przez URD <sub>w</sub>
	MWh	MWh	MWh	MWh
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
2A				
<b>SUMA</b>				

*umi*

**C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH**

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

PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
z ubowaznienia  
WICEPREZES

*Marek Woszczyk*

- C.1.1. OSD na obszarze swojego działania pełni funkcję administratora pomiarów oraz realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie, w zakresie Fizycznych Punktów Pomiarowych („FPP”) przypisanych do  $F_2MB$ , które składają się na JG będącą w posiadaniu OSD.
- C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi pozyskiwanymi z obszaru sieci dystrybucyjnej OSD polega na pozyskiwaniu i wyznaczaniu ilości dostaw energii elektrycznej dla potrzeb rozliczeń na RB oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:
- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego („LSPR”) służącego do pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania, udostępniania oraz zarządzania danymi pomiarowymi i pomiarowo-rozliczeniowymi;
  - akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na obszarze działania OSD;
  - wyznaczanie i agregacja ilości dostaw energii elektrycznej w MDD i PDE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej OSD;
  - wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej dla  $F_0MB$  na podstawie algorytmów agregacji oraz ilości dostaw energii elektrycznej dla MDD i PDE;
  - udostępnianie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych OSP, POB, sprzedawcom oraz URD, w zakresie ich dotyczącym;
  - rozpatrywanie zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e) reklamacji, dotyczących przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej oraz wprowadzanie niezbędnych korekt, w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR, 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 zaokrągleń.
- C.1.4. OSD pozyskuje dane pomiarowe URD w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

C.1.5. OSD wyznacza, w każdej godzinie, ilości dostaw energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i d), w podziale na energię elektryczną pobraną z sieci dystrybucyjnej OSD i oddaną do tej sieci przez URD. Wielkość dostawy energii elektrycznej jest wyznaczana na podstawie:

- a) rzeczywistych danych pomiarowych pozyskanych z FPP;
- b) szacunkowych danych pomiarowych wyznaczonych na podstawie rzeczywistych danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD-Bilansowanie – w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub układu transmisji danych pomiarowych albo braku układu transmisji danych pomiarowych;
- c) szacunkowych danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych na podstawie zgłoszeń umów sprzedaży dokonanych przez POB zgodnie z pkt. B.3. – w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub układu transmisji danych pomiarowych albo braku układu transmisji danych pomiarowych;
- d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale F, ilości energii elektrycznej wyznaczonej zgodnie z ppkt. a) lub b) oraz algorytmów agregacji w tych PDE z sieci dystrybucyjnej OSD, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD i oddanej do tej sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe.

C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.1.6., ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub oddanej do tej sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:

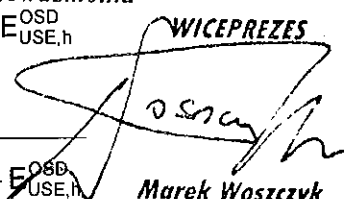
- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub
- b) pozyskanych przez OSD rzeczywistych ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia lub miesiąca poprzedzającego awarię.

C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD może wyznaczyć dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.

C.1.9. Wyznaczenie przez OSD, zgodnie z pkt. C.1.5.c), ilości dostaw energii elektrycznej dla godz.  $h$  w danym  $F_{D}MB$  reprezentującym dostawy energii elektrycznej realizowane w sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i przyporządkowanym do danego POB, odbywa się na podstawie zgłoszeń umów sprzedaży dokonywanych przez POB zgodnie z pkt. B.3. oraz według poniższych algorytmów:

$$E_{URD_o,h}^{MB_o,i-POB_k} = E_{USE\_URD_o,h}^{MB_o,i-POB_k} \cdot \frac{E_{RZ,h}^{OSD}}{\sum_{k=1}^K E_{USE,h}^{POB_k} + E_{USE,h}^{URB\_SD} + E_{USE,h}^{OSD}}$$

$$E_{URD_w,h}^{MB_w,i-POB_k} = E_{USE\_URD_w,h}^{MB_w,i-POB_k} \cdot \frac{E_{RZ,h}^{OSD}}{\sum_{k=1}^K E_{USE,h}^{POB_k} + E_{USE,h}^{URB\_SD} + E_{USE,h}^{OSD}}$$

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

gdzie:

$E_{URD_o,h}^{MB_o,i-POB_k}$  – szacunkowa całkowita ilość dostaw energii elektrycznej w godz. h dla wszystkich  $URD_o$  przypisanych do i-tego  $MB_o$  przyporządkowanego do k-tego POB;

$E_{URD_w,h}^{MB_w,i-POB_k}$  – szacunkowa całkowita ilość dostaw energii elektrycznej w godz. h dla wszystkich  $URD_w$  przypisanych do i-tego  $MB_w$  przyporządkowanego do k-tego POB;

$E_{USE\_URD_o,h}^{MB_o,i-POB_k}$  – zgłoszona przez k-tego POB, zgodnie z pkt. B.3., ilość dostaw energii elektrycznej dla godz. h obejmująca wszystkich  $URD_o$  przypisanych do i-tego  $MB_o$  przyporządkowanego do k-tego POB;

$E_{USE\_URD_w,h}^{MB_w,i-POB_k}$  – zgłoszona przez k-tego POB, zgodnie z pkt. B.3., ilość dostaw energii elektrycznej dla godz. h obejmująca wszystkich  $URD_w$  przypisanych do i-tego  $MB_w$  przyporządkowanego do k-tego POB;

$E_{RZ,h}^{OSD}$  – saldo rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej w godz. h we wszystkich  $F_ZMB$  przypisanych do obszaru działania OSD;

$\sum_{k=1}^L E_{USE,h}^{POB_k}$  – saldo zgłoszonych przez wszystkich POB, zgodnie z pkt. B.3., ilości dostaw energii elektrycznej w godz. h dla wszystkich  $MB_o$  i  $MB_w$  z obszaru działania OSD i przyporządkowanych do wszystkich POB odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;

$E_{USE,h}^{URB\_SD}$  – saldo zgłoszonych przez  $URB_{SD}$ , zgodnie z pkt. B.3., ilości dostaw energii elektrycznej w godz. h dla wszystkich MB z obszaru działania OSD i przyporządkowanych do  $URB_{SD}$ ;

$E_{USE,h}^{OSD}$  – saldo zgłoszonych przez OSD do OSP zawartych USE w godz. h;

K – liczba POB odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe na obszarze działania OSD.

C.1.10. Algorytm wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $F_DMB$ ).

Wielkości rzeczywistych dostaw energii elektrycznej w  $F_DMB$  w godz. h jest wyznaczana jako suma ilości energii elektrycznej w godz. h w poszczególnych MDD wchodzących w skład  $F_DMB$  według algorytmu:

$$E_h^{MB-i} = \sum_{n=1}^N E_h^{MDD-n}$$

gdzie:

$E_h^{MB-i}$  – wielkość rzeczywistych dostaw energii elektrycznej w i-tym  $F_D$  MB w godz. h;

$E_h^{MDD-n}$  – ilość energii elektrycznej w n-tym MDD wchodzącym w skład i-tego  $F_D$  MB w godz. h;

N – liczba MDD wchodzących w skład i-tego MB.

*Marek Waszczyk*

- C.1.11. Algorytm wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ( $F_M$  MDD).

Wielkość energii elektrycznej w  $F_M$  MDD w godz. h jest wyznaczana jako suma ilości energii elektrycznej w godz. h w poszczególnych PDE wchodzących w skład  $F_M$  MDD według algorytmu:

$$E_h^{MDD-n} = \sum_{m=1}^M E_h^{PDE-m}$$

gdzie:

$E_h^{MDD-n}$  – wielkość energii elektrycznej w n-tym MDD w godz. h;

$E_h^{PDE-m}$  – ilość energii elektrycznej w m-tym PDE wchodzącym w skład n-tego MDD w godz. h;

M – liczba PDE wchodzących w skład n-tego MDD.

- C.1.12. Algorytm wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ( $P_M$  MDD) jest określony w rozdziale F.

- C.1.13. Algorytm wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych w Punktach Dostarczania Energii (PDE).

Wielkość energii elektrycznej w PDE w godz. h jest wyznaczana jako suma ilości energii elektrycznej w godz. h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE według algorytmu:

$$E_h^{PDE-m} = \sum_{r=1}^R E_h^{FPP-r}$$

gdzie:

$E_h^{PDE-m}$  – wielkość energii elektrycznej w m-tym PDE w godz. h;

$E_h^{FPP-r}$  – ilość energii elektrycznej w r-tym FPP wchodzącym w skład m-tego PDE w godz. h;

M – liczba FPP wchodzących w skład m-tego PDE.

- C.1.14. OSD uczestnicząc w administrowaniu RB w zakresie obsługi JG<sub>0</sub>, na które składają się MB z obszaru zarządzanej przez siebie sieci dystrybucyjnej, wyznacza i przekazuje OSP:

- dane pomiarowe pozyskane z FPP będących w posiadaniu OSD;
- dane pomiarowo-rozliczeniowe określające ilości dostaw energii elektrycznej

w FD/MB reprezentujących dostawę energii elektrycznej realizowane w sieci dystrybucyjnej OSD, która nie jest objęta obszarem RB.

- C.1.15. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii („WIRE”), w MWh z dokładnością do 1 kWh, przy czym:
- dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności systemów informatycznych LSPR,
  - wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń,
  - dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.
- C.1.16. Przekazywanie danych, o których mowa w pkt. C.1.13, jest dokonywane dla doby  $n$ , zgodnie z zasadami, zakresem i w terminach określonych w IRiESP-Bilansowanie oraz w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD i OSP. OSD pozyskuje i wyznacza te dane w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych oraz zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD-Bilansowanie.

## C.2. UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

- C.2.1. OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe następującym podmiotom:
- sprzedawcom, którzy mają zawarte umowy sprzedaży z URD<sub>o</sub> przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD;
  - POB prowadzących bilansowanie handlowe dla sprzedawców, o których mowa w ppkt. a) oraz dla URD<sub>w</sub> przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD;
- zgodnie z zasadami i w terminach określonych w IRiESD-Bilansowanie oraz w umowach dystrybucyjnych zawartych przez te podmioty z OSD. W przypadku braku danych pomiarowych, OSD udostępnia te dane niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- C.2.2. OSD udostępnia URD ich dane pomiarowe, w momencie wystawienia faktury za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD. OSD, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, może przekazywać dane pomiarowe URD w innych terminach, wówczas przekazywanie tych danych odbywa na zasadach określonych w umowie dystrybucyjnej i za dodatkową, opłatą skalkulowaną przez OSD w oparciu o koszty związane z dodatkowymi odczytami.
- C.2.3. OSD udostępnia dane pomiarowe dotyczące URD, na podstawie jego zgody wyrażonej w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD.
- C.2.4. Udostępniane przez OSD dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, w tym także dane wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe lub na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD-Bilansowanie i w IRiESP-Bilansowanie.

- C.2.5. POB, Sprzedawca lub URD mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych w okresie 90 dni następujących po dobie, której korekta dotyczy i na zasadach określonych w pkt. F IRiESD-Bilansowanie.
- C.2.6. OSD może, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, przekazywać dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe sprzedawcy lub POB, w zakresie i w terminach innych niż określone w IRiESD-Bilansowanie. Wówczas przekazywanie danych odbywa się na zasadach określonych w umowie dystrybucyjnej i za dodatkową opłatą skalkulowaną przez OSD w oparciu o koszty związane z dodatkowymi odczytami.

### C.3. POZYSKIWANIE DANYCH POMIAROWYCH

- C.3.1. Dane pomiarowe z układów pomiarowych zaliczonych do kategorii A1, A2 lub A3 są pozyskiwane za pomocą LSPR w trybie "on-line" – dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego oraz "off-line" – raz na dobę (przekazywanie na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. OSD dopuszcza możliwość zastosowania dla obu układów transmisji tryb "on-line", dwoma niezależnymi drogami.
- C.3.2. Dane pomiarowe z układów pomiarowych zaliczonych do kategorii B1, B2, B3 i B4 są pozyskiwane za pomocą LSPR w trybie "off-line" – raz na dobę (przekazywanie na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www) oraz przez lokalny odczyt profilu przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu, wg przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowych.
- C.3.3. Dane pomiarowe z układów pomiarowych zaliczonych do kategorii C2, w przypadku zainstalowanego układu transmisji danych pomiarowych, są pozyskiwane za pomocą LSPR w trybie "off-line" – raz w miesiącu (przekazywanie na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www) W przypadku braku układu transmisji danych pomiarowych, dane pomiarowe będą pozyskiwane przez lokalny odczyt profilu przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu, wg przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowych.
- C.3.4. Dane pomiarowe z układów pomiarowych zaliczonych do kategorii C1, w przypadku układów wyposażonych w liczniki energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia, pozyskiwane będą przez lokalny odczyt profilu przez właściwe służby OSD – raz na dwa miesiące, wg przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowych.
- C.3.5. Dane pomiarowe z układów pomiarowych zaliczonych do kategorii C1, w przypadku układów nie wyposażonych w liczniki energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia, pozyskiwane będą przez lokalny odczyt stanu licznika przez właściwe służby OSD – wg przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowych. Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej zostanie wyznaczona przez skorelowanie odczytanych wskazań liczników ze standardowymi profilami zużycia i algorytmami zamieszczonymi w rozdziale F.

**C.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW POMIAROWYCH****C.4.1. Wymagania ogólne**

C.4.1.1. Określone w IRiESD-Bilansowanie wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również „układami pomiarowymi”, są obowiązujące dla wszystkich podmiotów zamierzających przyłączyć się do sieci dystrybucyjnej OSD lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD oraz dla URD<sub>0</sub>, którzy są właścicielem układu pomiarowego i zamierzają po raz pierwszy zmienić sprzedawcę zgodnie z pkt. E.2.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych i układów transmisji danych pomiarowych do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD-Bilansowanie, spoczywa na właścicielu tych układów.

C.4.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowego powinny posiadać legalizację, wzorcowanie i/lub homologację oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

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

C.4.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

C.4.1.4. Układy pomiarowe powinny być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci 110 kV – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb własnych;
- b) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci SN – po stronie górnego napięcia transformatora SN/nN oraz w wydzielonym obwodzie potrzeb własnych, jeżeli moc umowna potrzeb własnych nie przekracza 50 % sumy mocy znamionowej generatorów;
- c) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci nN – na napięciu sieci, do której wytwórca jest przyłączony oraz w wydzielonym obwodzie potrzeb własnych, jeżeli moc umowna potrzeb własnych nie przekracza 50 % sumy mocy znamionowej generatorów;
- d) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony;
- e) w innych lokalizacjach, niż podane w pkt. a) do d), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia i umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej;
- f) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii elektrycznej oraz źródła pracujące w kogeneracji – dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania przez OSD ilości energii elektrycznej dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Za zgodą OSD, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 250



kVA włącznie.

**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

C.4.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące URB instalują dla celów rozliczeniowych, kontrolnych i bilansowych, układy pomiarowe, zgodnie z wymaganiami określonymi w IRIESP.

C.4.1.6. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:

- Marek Waszczyk*
- 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 większej lub równej 1 MVA i mniejszej od 30 MVA;
  - c) kat. A3 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA;
  - d) kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh;
  - e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie);
  - f) kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie);
  - g) kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh;
  - 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 nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym 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 albo obu tych kryteriów jednocześnie.

C.4.1.7. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia;
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych i zakwalifikowanych do II, III lub IV grupy przyłączeniowej;
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1;
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii elektrycznej dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

OSD może dopuścić dla układów pomiarowych zaliczonych do kategorii C1, instalowanie u odbiorców liczników energii elektrycznej bez rejestracji profilu obciążenia.

C.4.1.8. Dla układów pomiarowych poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b) dla kategorii: B1, B2 i B3 – 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 przekładników będących elementem układu pomiarowo-rozliczeniowego.

C.4.1.9. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

C.4.1.10. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20 - 120 % ich prądu znamionowego, przy jednoczesnym prognozowanym minimalnym poborze mocy czynnej nie mniejszym niż 20 % prądu znamionowego.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25 %, a 100 % wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

C.4.1.11. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie

- można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociażających.
- C.4.1.12. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych wynosić nie więcej niż 5.
- C.4.1.13. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego powinny być przystosowane do plombowania.
- C.4.1.14. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. C.4.1.6., dostosowanie układu pomiarowego do wymagań nowej kategorii spoczywa na jego właścicielu.
- C.4.1.15. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- C.4.1.16. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane do OSD przez strony umowy dystrybucyjnej lub umowy kompleksowej.
- C.4.1.17. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze stron umowy dystrybucyjnej lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- C.4.1.18. 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 dystrybucyjnej lub umowy kompleksowej w terminie do 7-miu dni od dnia zgłoszenia żądania.
- C.4.1.19. 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.4.1.20. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykáže błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia.
- C.4.1.21. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- C.4.1.22. 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.4.1.23.
- C.4.1.23. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze stron umowy dystrybucyjnej lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD ma obowiązek umożliwić przeprowadzenie

takiej ekspertyzy.

- C.4.1.24. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. 4.1.23. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- C.4.1.25. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD-Bilansowanie. W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD-Bilansowanie.
- C.4.1.26. 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.4.1.20. i C.4.1.24., a OSD dokonuje korekty dostaw 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.4.1.27. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- C.4.1.28. 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.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kat. A.

- C.4.2.1. Układy pomiarowe 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 transmisję i przekazywanie danych pomiarowych oraz współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.4.2.2. Układy pomiarowe 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 transmisję i przekazywanie danych pomiarowych oraz współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

Z upoważnienia

- C.4.2.3. Układy pomiarowe kategorii A3 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 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
  - liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać transmisję i przekazywanie danych pomiarowych oraz współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- C.4.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- 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.4.2.1.;
  - w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie C.4.2.2.
- C.4.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy utrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi;
  - umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni;
  - umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- C.4.3. Wymagania dla układów pomiarowych kat. B.**
- C.4.3.1. Układy pomiarowe kategorii B1 powinny spełniać następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów: 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;
  - 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;
  - 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;
  - 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;
  - 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;
  - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi;

- g) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.4.3.2. Układy pomiarowe kategorii B2 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów: układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia/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 utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych;
- g) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.4.3.3. Układy pomiarowe kategorii B3 powinny spełniać 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 pomiarowych 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) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.4.3.4. Układy pomiarowe kategorii B4 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej;
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych 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) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.4.3.5. Układy pomiarowe kategorii B5 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej;
- b) 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;
- c) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę;
- d) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

**C.4.4. Wymagania dla układów pomiarowych kat. C.**

C.4.4.1. Układy pomiarowe kategorii C1 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych 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). Dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej nie jest obligatoryjne.

C.4.4.2. Układy pomiarowe kategorii C2 powinny spełniać następujące wymagania:

- 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 pomiarowych 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) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

**C.5. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW TRANSMISJI DANYCH POMIAROWYCH**

- C.5.1. Wymagania w zakresie układów transmisji danych pomiarowych dotyczą przyłączonych do sieci dystrybucyjnej URD będących właścicielami układów pomiarowych. Układy transmisji danych pomiarowych z układów pomiarowych oraz ich dostosowanie do aktualnych wymagań powinny być zrealizowane własnym kosztem i staraniem właściciela, przy czym w przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kategorii C1 i C2 decyzję w zakresie konieczności ich instalowania podejmuje OSD.
- C.5.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pozyskiwania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych dla potrzeb transmisji danych do OSP i ich zabezpieczenia przed utratą.
- C.5.3. Systemy zdalnego pomiaru energii elektrycznej OSD, powinny zapewniać akwizycję danych przez:
- pozyskiwanie danych ze wskazanych serwerów ftp, stron www – droga podstawowa;
  - bezpośrednie pozyskiwanie danych pomiarowych poprzez łącza komunikacyjne – droga rezerwowa.
- C.5.4. Układy transmisji danych pomiarowych powinny zapewnić znormalizowany standard protokołu transmisji umożliwiający zdalny odczyt danych pomiarowych do OSD. W przypadku, gdy układy transmisji danych pomiarowych nie zapewniają powyższych standardów, koszty związane z dostosowaniem i udostępnieniem protokołu umożliwiającego zdalny odczyt przez LSPR, ponosi właściciel układu transmisji danych pomiarowych.
- C.5.5. W przypadku posiadania przez URD systemu automatycznej rejestracji danych pomiarowych, system ten powinien zapewniać przekazywanie danych na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www.
- C.5.6. Wymagania dotyczące układów transmisji danych pomiarowych dla układów pomiarowych kat. A1, A2 i A3 są następujące:
- transmisja danych pomiarowych do LSPR OSD z układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i rezerwowego powinna być realizowana w sposób ciągły „on-line”;
  - transmisja danych pomiarowych z układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i rezerwowego powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
  - kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych pomiarowych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji powinny spełniać wymagania OSD;
  - urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do



instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

- C.5.7. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B1 są następujące:
- transmisja danych pomiarowych do LSPR OSD z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinna być realizowana w sposób „off-line”, nie częściej niż 4 razy na dobę;
  - transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
  - dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych;
  - urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- C.5.8. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B2, B3, B4 i B5 są następujące:
- transmisja danych pomiarowych do LSPR OSD z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinna być realizowana w sposób „off-line”, nie częściej niż raz na dobę, przy czym dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej nie jest obligatoryjne;
  - transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
  - urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- C.5.9. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C2 są następujące:
- transmisja danych pomiarowych do LSPR OSD z układu pomiarowo-rozliczeniowego powinna być realizowana w sposób „off-line”, nie częściej niż raz na dobę, przy czym dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej nie jest obligatoryjne;
  - transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
  - urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

UW

**D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTU  
ODPOWIEDZIALNEGO ZA BILANSOWANIE HANDLOWE**

WICEPREZES  
*[Signature]*  
Marek Waszczyk

- D.1. POB jest ustanawiany przez:
- sprzedawców, którzy zamierzają sprzedawać energię elektryczną URD<sub>o</sub> przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD;
  - URD<sub>w</sub> przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD;
- w umowach dystrybucyjnych zawartych przez te podmioty z OSD.
- D.2. Zmiana POB następuje zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:
- Sprzedawcą lub URD<sub>w</sub> i:
    - OSD,
    - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
    - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,oraz
  - OSP i:
    - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
    - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
    - OSD,oraz
  - OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.
- D.3. W przypadku zmiany POB przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub>, sprzedawca lub URD<sub>w</sub> oraz POB przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie, drogą elektroniczną oraz w formie pisemnej na formularzu określonym w umowie dystrybucyjnej zawartej przez te podmioty z OSD. OSD dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty, wskazując również datę od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem pkt. D.4. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach dystrybucyjnych zawartych przez te podmioty z OSD.
- D.4. Zmiana POB następuje od początku pierwszego dnia miesiąca kalendarzowego następującego po dacie otrzymania przez OSD powiadomień od sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> oraz POB przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.
- D.5. Jeżeli POB przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada przydzielonych i uaktywnionych przez OSP MB z obszaru działania OSD, wówczas zmiana przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> POB następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy przesyłowej o której mowa w pkt. D.2.2.c), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w pkt. D.4.

*[Handwritten signature]*

- D.6. Z dniem zmiany POB, OSD przeprowadza zmiany w konfiguracji POB należących do:
- a) URD<sub>w</sub> – w przypadku zmiany POB przez URD<sub>w</sub>; lub
  - b) URD<sub>o</sub> – w przypadku zmiany POB przez sprzedawcę, który posiada zawartą umowę sprzedaży z tymi URD;

oraz przeprowadza zmiany w konfiguracji MDD wchodzących w skład MB POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe i POB przejmującego tę odpowiedzialność.

- D.7. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub>, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD<sub>o</sub> albo na OSD w przypadku utraty POB przez URD<sub>w</sub>. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii elektrycznej do tych URD<sub>o</sub> przejmuje sprzedawca rezerwowego.

- D.8. Jeżeli URD<sub>o</sub> utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowego utraci POB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe w wyniku czego URD<sub>o</sub> również utraci sprzedawcę rezerwowego, to odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD<sub>o</sub>, w okresie w którym nie jest realizowana żadna umowa sprzedaży, staje się OSD. Sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej za cały okres w którym dla URD<sub>o</sub> nie była realizowana, niezależnie od przyczyny, żadna umowa sprzedaży, określone są w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a URD<sub>o</sub>.

- D.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie handlowe jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD oraz sprzedawcy lub URD<sub>w</sub>, który go wskazali jako podmiot odpowiedzialny za ich bilansowanie handlowe, o zaprzestaniu działalności na RB.

PREZES

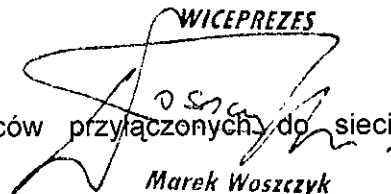
## E. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

URZĘD I REGULACJI ENERGETYKI  
z upoważnienia

WICEPREZES

### E.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- E.1.1. Procedury zmiany sprzedawcy dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych obszarem RB.



Marek Woszczyk

Procedury zmiany sprzedawcy dotyczące odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD objętej obszarem RB, którzy są lub zamierzają stać się URB, wynikają z zapisów IRiESP oraz zasad i okresów wypowiedzenia umów zawartych w obowiązujących umowach zawartych przez tego odbiorcę.

- E.1.2. Podstawą realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży zawartych z odbiorcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD jest umowa dystrybucyjna zawarta przez sprzedawcę z OSD, która określa warunki jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD. Lista sprzedawców posiadających zawartą umowę dystrybucyjną z OSD jest publikowana na stronie internetowej OSD oraz dostępna w punktach obsługi klienta prowadzonych przez OSD.
- E.1.3. Odbiorca, który zawarł lub zamierza zawrzeć umowę sprzedaży ze sprzedawcą, dostosowuje układy pomiarowo-rozliczeniowe i układy transmisji danych pomiarowych do wymagań technicznych określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD-Bilansowanie, przed powiadomieniem OSD o zawarciu tej umowy dokonany w trybie określonym w pkt. B.1.

Powyższe postanowienie nie dotyczy odbiorców zakwalifikowanych do IV grupy przyłączeniowej oraz zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej, którym został przydzielony przez OSD standardowy profil zużycia energii elektrycznej.

- E.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, OSD dokonuje ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonane go zdalnie lub lokalnie przez przedstawicieli OSD w terminie zgodnym z harmonogramem odczytów obowiązującym na obszarze działania OSD. Kwestia dodatkowych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy, jest uregulowana w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD.
- E.1.5. Proces zmiany sprzedawcy jest dokonywany z uwzględnieniem postanowień zawartych w umowach dystrybucyjnych i umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych, przy czym:
- proces pierwszej zmiany sprzedawcy tj. zmiany przez odbiorcę sprzedawcy będącego przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu nie powinien przekroczyć okresu 30 dni. Okres trwania pierwszej zmiany sprzedawcy liczy się od następnego dnia roboczego po otrzymaniu przez OSD powiadomień o których mowa w pkt. E.2.5., które zostały pozytywnie zweryfikowane przez OSD;
  - proces kolejnych zmian sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 30 dni licząc od następnego dnia roboczego po otrzymaniu przez OSD powiadomień

o których mowa w pkt. E.3.6., które zostały pozytywnie zweryfikowane przez OSD, z wyłączeniem odbiorców, których układy pomiarowe spełniają wymagania określone w rozdziale C i posiadających zawartą z OSD odrębną umowę dystrybucyjną oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt ich układów pomiarowych – dla tych odbiorców okres ten wynosi 14 dni.

- E.1.6. Do terminów, o których mowa w pkt. E.1.5., nie zalicza się okresów związanych z przesyłaniem/dostarczeniem ze strony odbiorcy niezbędnych dokumentów związanych z procesem zmiany sprzedawcy.

## E.2. PROCEDURA PIERWSZEJ ZMIANY SPRZEDAWCY

- E.2.1. Odbiorca zawiera umowę sprzedaży z wybranym przez siebie sprzedawcą. Rozpoczęcie świadczenia przez OSD usług dystrybucji dla odbiorcy w celu realizacji przez nowego sprzedawcę ww. umowy sprzedaży może nastąpić z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu.
- E.2.2. Odbiorca wypowiada umowę sprzedaży zawartą z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu lub udziela upoważnienia sprzedawcy do dokonania jej wypowiedzenia.
- E.2.3. Sprzedawca, o którym mowa w pkt. E.2.1., informuje przedsiębiorstwo energetyczne pełniące obowiązki sprzedawcy z urzędu o fakcie zawarcia umowy sprzedaży niezwłocznie po jej zawarciu oraz o planowanej dacie rozpoczęcia jej realizacji. Jednocześnie w przypadku udzielonego upoważnienia do złożenia wypowiedzenia, składa w imieniu odbiorcy oświadczenie o wypowiedzeniu umowy, o której mowa w pkt. E.2.2.
- E.2.4. W przeciągu 3 dni od daty otrzymania informacji, o której mowa w pkt. E.2.3., przedsiębiorstwo energetyczne pełniące obowiązki sprzedawcy z urzędu może zgłosić do OSD zastrzeżenie dotyczące terminu rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z odbiorcą wraz z uzasadnieniem i wskazaniem przyczyn powodujących to zastrzeżenie. Zastrzeżenie może zostać zgłoszone tylko w wyniku nie dokonania wypowiedzenia tej umowy przez odbiorcę lub jego upoważnionego pełnomocnika.
- E.2.5. Po zawarciu umowy sprzedaży, o której mowa w pkt. E.2.1.:
- sprzedawca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą na zasadach określonych w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD;
  - odbiorca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży ze sprzedawcą, o ile spełnił warunki określone w pkt. E.1.3. Odbiorca może udzielić upoważnienia sprzedawcy do dokonania w jego imieniu powiadomienia OSD.
- Powiadomienie OSD powinno być dokonane na formularzu określonym przez OSD, zgodnie z zapisami rozdziału B.
- E.2.6. OSD w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od stron umowy sprzedaży, o których mowa w pkt. E.2.5., dokonuje weryfikacji powiadomień zgodnie z zapisami rozdziału B.

**PREZES****URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

- E.2.7. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji lub w przypadku otrzymania przez OSD zgłoszenia, o którym mowa w pkt. E.2.4., OSD informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- E.2.8. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w pkt. E.2.1., odbiorca zawiera z OSD umowę dystrybucyjną lub udziela upoważnienia sprzedawcy do jej zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz.
- E.2.9. Umowa sprzedaży o której mowa w pkt. E.2.1. oraz umowa dystrybucyjna o której mowa w pkt. E.2.8., powinny wejść w życie z dniem skutecznego rozwiązania przez odbiorcę dotychczasowej umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu.

### **E.3. PROCEDURA KOLEJNYCH ZMIAN SPRZEDAWCY**

- E.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest obowiązywanie umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy odbiorcą a OSD.
- E.3.2. Odbiorca dokonuje wyboru kolejnego sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży. Rozpoczęcie świadczenia przez OSD usług dystrybucji dla odbiorcy w celu realizacji przez kolejnego sprzedawcę ww. umowy sprzedaży może nastąpić z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i jego dotychczasowym sprzedawcą.
- E.3.3. Odbiorca wypowiada umowę sprzedaży zawartą z dotychczasowym sprzedawcą lub udziela upoważnienia sprzedawcy do dokonania jej wypowiedzenia.
- E.3.4. Sprzedawca, o którym mowa w pkt. E.3.2., informuje dotychczasowego sprzedawcę o fakcie zawarcia umowy sprzedaży niezwłocznie po jej zawarciu oraz w przypadku udzielonego upoważnienia do złożenia wypowiedzenia, składa w imieniu odbiorcy oświadczenie o wypowiedzeniu umowy, o której mowa w pkt. E.3.3.
- E.3.5. W przeciągu 3 dni od daty otrzymania informacji, o której mowa w pkt. E.3.4., dotychczasowy sprzedawca może zgłosić do OSD zastrzeżenie dotyczące terminu rozwiązania umowy sprzedaży zawartej z odbiorcą wraz z uzasadnieniem i wskazaniem przyczyn powodujących to zastrzeżenie. Zastrzeżenie może zostać zgłoszone tylko w wyniku nie dokonania wypowiedzenia tej umowy przez odbiorcę lub jego upoważnionego pełnomocnika.
- E.3.6. Po zawarciu umowy sprzedaży, o której mowa w pkt. E.3.2.:
- a) sprzedawca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą na zasadach określonych w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD;
  - b) odbiorca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży ze sprzedawcą. Odbiorca może udzielić upoważnienia sprzedawcy do dokonania w jego imieniu powiadomienia OSD.
- Powiadomienie OSD powinno być dokonane na formularzu określonym przez OSD, zgodnie z zapisami rozdziału B.
- E.3.7. OSD w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od stron umowy sprzedaży, o których mowa w pkt. E.3.6., dokonuje

weryfikacji powiadomień zgodnie z zapisami rozdziału B.

- E.3.8. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji lub w przypadku otrzymania przez OSD zgłoszenia, o którym mowa w pkt. E.3.5., OSD informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- E.3.9. Umowa sprzedaży o której mowa w pkt. E.3.2. powinna wejść w życie z dniem skutecznego rozwiązania przez odbiorcę umowy sprzedaży zawartej z dotychczasowym sprzedawcą.

WICEPREZES

Marek Waszczuk

**E.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI DOTYCZĄCYCH ZMIANY SPRZEDAWCY**

- E.4.1. OSD publikuje informacje oraz udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD na temat zasad i procedur zmiany sprzedawcy w sposób określony w niniejszym rozdziale.
- E.4.2. Informacje ogólne są udostępnione:
- na stronie internetowej OSD;
  - w IRiESD-Bilansowanie;
  - w punktach obsługi klienta OSD.
- E.4.3. Informacje szczegółowe, w związku z zapytaniem odbiorcy, są udzielane w następujący sposób:
- osobiście w punkcie obsługi klienta OSD;
  - listownie na adres OSD;
  - poczta elektroniczną;
  - faksem;
  - telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- E.4.4. OSD udziela informacji odbiorcom o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych;
  - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego;
  - procedurach zmiany sprzedawcy;
  - niezbędnych do zawarcia umowach;
  - prawach i obowiązkach podmiotów uczestniczących w procesie zmiany sprzedawcy;
  - procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji powiadomień.
- E.4.5. OSD udziela odpowiedzi na zapytanie złożone przez odbiorcę w formie pisemnej lub w formie elektronicznej w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.



## F. ZASADY WYZNACZANIA I PRYZDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

PRZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI  
Z upoważnienia

- F.1. OSD wyznacza standardowe profile zużycia na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. *WICEPREZES*  
*Marek Waszczyk*
- F.2. OSD przydziela standardowy profil zużycia dla URD<sub>0</sub> o mocy umownej nie większej niż 40 kW, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia w okresach uśredniania ustalonych przez OSD. OSD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród profili określonych w Załączniku nr 3 do IRIESD-Bilansowanie, w oparciu o grupę taryfową usług dystrybucji świadczonych przez OSD, do której dany URD<sub>0</sub> jest zakwalifikowany.
- F.3. Przydzielony URD<sub>0</sub> standardowy profil zużycia, jest przyjmowany przez:  
a) URB – do prowadzenia bilansowania handlowego, zgodnie z zapisami IRIESP;  
b) sprzedawców – do określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania.  
Planowana do pobrania przez URD<sub>0</sub> ilość dostaw energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym ustalonym przez OSD jest określana w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD.
- F.4. OSD po pozyskaniu wszystkich danych pomiarowych URD<sub>0</sub>, na podstawie standardowych profili zużycia przydzielonych poszczególnym URD<sub>0</sub> oraz algorytmów opisanych w pkt. F.5., wyznacza dla każdej godziny h, sumaryczną ilość energii elektrycznej pobranej przez wszystkich URD<sub>0</sub> dla których dany sprzedawca prowadzi sprzedaż energii elektrycznej.
- F.5. Sumaryczna ilość energii elektrycznej  $E_h^{RZ}$  pobranej w godzinie h doby okresu rozliczeniowego przez URD<sub>0</sub>, o których mowa w pkt. F.2. i dla których dany sprzedawca sprzedaje energię elektryczną, wyznacza się wg zależności:

$$E_h^{RZ} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^O \frac{w_{t,j,h}}{S_{t,j}} \cdot E_{t,j}^{RZ}$$

gdzie:

$E_h^{RZ}$  – sumaryczna ilość energii elektrycznej pobranej w godzinie h doby okresu rozliczeniowego przez URD<sub>0</sub>, o których mowa w pkt. F.2. i dla których dany sprzedawca sprzedaje energię elektryczną,

$E_{t,j}^{RZ}$  – rzeczywista ilość energii elektrycznej dostarczona j-temu URD<sub>0</sub> w okresie rozliczeniowym,

$S_{t,j}$  – suma współczynników  $w_{t,j,h}$  w okresie rozliczeniowym,

$w_{t,j,h}$  – współczynnik określający wagę pobranej energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym,

O – ilość odbiorców w grupie taryfowej,

T – ilość grup taryfowych, w których URD<sub>0</sub> są rozliczani wg standardowego profilu zużycia.

PREZES


URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Z upoważnienia

WICEPREZES

przy czym:

$$S_{t,j} = \sum_{i=k}^l w_{t,j,h}$$



Marek Woszczyk

gdzie:

- k – numer współczynnika określającego wagę pobranej energii elektrycznej w pierwszej godzinie okresu rozliczeniowego dla profilu zużycia energii elektrycznej t – grupy taryfowej i j – odbiorcy,  
 l – numer współczynnika określającego wagę pobranej energii elektrycznej w ostatniej godzinie okresu rozliczeniowego dla profilu zużycia energii elektrycznej t – grupy taryfowej i j – odbiorcy.

- F.6. Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej w godz. h jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w pMDD oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej w poszczególnych pMDD.
- F.7. Dla celów wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej zgodnie z pkt. F.5., w dobie w której następuje zmiana czasu z letniego na zimowy (doba trwa 25 godzin) w godz. 2a przyjmuje się współczynniki określające wagę pobranej energii elektrycznej  $w_{t,j,h}$  przedstawione w profilu zużycia energii t – grupy taryfowej, j - odbiorcy dla tej godziny.
- F.8. W przypadku zmiany parametrów technicznych przyłącza, końcowego przeznaczenia energii elektrycznej lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej, URDO o których mowa w pkt. F.2. są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie. Wówczas OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz dokonuje odpowiednich zmian w umowie dystrybucyjnej o której mowa w pkt. F.3.

**PREZES**  
**G. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI WYMIACI ENERGETYKI**  
*Z upoważnienia*

- WICEPREZES**  
*Marek Woszczyk*
- G.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej OSD.
- G.2. Ograniczenia systemowe są dzielone na:
- a) ograniczenia elektrowniane;
  - b) ograniczenia sieciowe.
- G.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych;
  - b) przyczyny technologiczne w elektrowni;
  - c) działanie siły wyższej przez okres jej trwania i likwidacji jej skutków;
  - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- G.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów;
  - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów;
  - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- G.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;
  - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV;
  - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- G.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.
- G.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- G.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- G.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- G.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 i innymi OSD.

- G.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania, które zostały szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD.

*Marek Woszczyk*

UW

**H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE**

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym IRiESD-Bilansowaniem.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej, z zastrzeżeniem, że reklamacje w zakresie danych pomiarowych powinny być zgłaszane w terminie nie dłuższym niż:
- 60 dni – dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi;
  - 14 dni – dla pozostałych odbiorców niewymienionych w lit. a);
- od dnia zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji lub skargi.
- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD na adres:
- Enea Operator Sp. z o.o.  
Departament Usług Operatorskich i Taryf  
ul. Strzeszyńska 58  
60-479 Poznań
- H.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;
  - zgłoszone żądanie oraz, o ile to możliwe, dokumenty uzasadniające żądanie.
- H.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji jest przesyłane w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem.
- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. H.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 na adres wymieniony w pkt. H.3.
- H.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.
- H.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 postanowieniami określonymi w stosownej umowie zawartej pomiędzy OSD a podmiotem składającym reklamację.

- H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. H.8., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.10. Zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu objętego postępowaniem reklamacyjnym nie zwalnia stron sporu z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z IRiESD-Bilansowanie.

WICEPREZES

Marek Waszczyk