

Zakład Energetyczny Białystok S.A.

Raport ZEB S.A. pełniącego funkcję OSD
z procesu konsultacji projektu

IRiESD – Części Szczegółowej:

**Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie
ograniczeniami systemowymi.**

Białystok, dnia 18 kwietnia 2006r.

1. Realizacja procesu konsultacji.

Raport z przebiegu procesu konsultacji uwzględnia wszystkie uwagi zgłoszone do projektu IRiESD – części szczegółowej: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, przez użytkowników systemu oraz inne podmioty w procesie konsultacji społecznej, jak również sposób ich rozpatrzenia przez Zakład Energetyczny Białystok S.A. jako podmiotu pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Proces konsultacji przebiegł zgodnie z harmonogramem zamieszczonym w poniższej tabeli:

L.p.	Data	Opis działania
1.	24.03.2006 r.	Opublikowanie na stronie internetowej ZEB S.A., jako podmiotu pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, komunikatu informującego o możliwości składania uwag i propozycji do projektu Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej części szczegółowej: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi opracowanej przez ZEB S.A.
2.	24.03.2006 r.	Opublikowanie projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi na stronie internetowej Spółki
3.	28.03.2006 r. – 11.04.2006 r.	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
4.	11.04.2006 r. – 14.04.2006 r.	Analiza zgłoszonych uwag pod kątem ich uwzględnienia w projekcie IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
5.	14.04.2006 r.	Opracowanie nowej wersji projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
6.	18.04.2006 r.	Przedłożenie prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

2. Lista podmiotów i osób fizycznych, które zgłosiły uwagi do projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

L.p.	Nazwa podmiotu	Dane adresowe
1.	PKP Energetyka Sp. z o.o.	00-6801 Warszawa, Ul. Hoża 63/67
1.	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	60-637 Poznań, ul. Wołyńska 22
2.	PSE-Operator S.A.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2
3.	Towarzystwo Obrotu Energią	00-043 Warszawa, ul. Czackiego 7/9/11, lok. 107

3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i innych podmiotów oraz sposób ich uwzględnienia.

a) Uwagi ogólne

L.P.	Uwagi Ogólne do IRiESD	Zgłaszający	Stanowisko ZEB S.A
1	Niedopuszczalne jest zgodnie z obowiązującym prawem, przejmowanie odpowiedzialności za zobowiązania stron trzecich. W związku z tym niedopuszczalnym jest fakt obligatoryjnego i automatycznego przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie i rozliczanie odchyleń przez URBS _D dla URD, w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestał działalności na rynku bilansującym. Zapisy instrukcji powinny zabezpieczyć dla URD co najmniej miesięczny okres na znalezienie nowego URB, który będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie.	PTPiREE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. D.8. zostanie przeredagowany
2	Przyjęcie standardowych profili zużycia spowoduje nieuzasadnione koszty po stronie obecnych Spółek Dystrybucyjnych związanych z powiększeniem kosztów odchyleń, stąd nie powinno się ich stosować w rozliczeniach.	PTPiREE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. odnoszące się do profili zostaną przeredagowane rozdział G. zostanie usunięty
3	W pierwszej fazie wprowadzania nowego modelu rynku, należy ograniczyć ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę: <ul style="list-style-type: none"> • Dla odbiorców grupy C - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 2 miesięcy, • b) Dla odbiorców grupy G - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę do jednej w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 3 miesięcy, Dla powyższych grup, należy zachować zasadę, iż rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) dokonywane powinno być na ostatni dzień miesiąca kalendarzowego. Rozwiązanie to odbywa się na zasadach oraz w terminach zapisanych w tej umowie, za wypowiedzeniem złożonym przez odbiorcę lub na mocy porozumienia stron, określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną). Termin ten nie może być wcześniejszy niż ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, w którym odbiorca skutecznie poinformował OSD o zawarciu z nowym sprzedawcą umowy sprzedaży energii, a ten sprzedawca zgłosił tę umowę do OSD.	PTPiREE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. F.1.5 (F.1.6) zostanie przeredagowany

4	W IRIESD, ze względów technicznych i ekonomicznych oraz wymaganej optymalizacji kosztów prowadzonej działalności dystrybucyjnej (koncesjonowanej) oraz przyjętego modelu rynku, należy bezwzględnie przyjąć zasadę, iż okresem rozliczeniowym na rynku bilansującym powinien być jeden miesiąc, z możliwością przekazywania rzeczywistych danych pomiarowych za miesiąc poprzedni, do piątej doby miesiąca kolejnego.	PTPiREE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. C.2.6. zostanie przeredagowany
5	Definicje URD, URB są nieprecyzyjne i mało czytelne dla odbiorcy w związku z powyższym należy dokonać doprecyzowania tych pojęć	PTPiREE	<u>uwaga częściowo zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: dodana zostanie definicja URD
6	W głównych zapisach opiniowana Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ZE Białystok SA. Część szczegółowa dotycząca bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwana dalej IRIESD – Bilansowanie) uwzględnia postanowienia IRIESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w Rynku Bilansującym (RB). W tym w szczególności podmiotom, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej na terenie rozpatrywanej Spółki nie objętej obszarem RB - wytwórcom energii albo odbiorcom energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa, umożliwia wskazanie URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na RB, na zasadach i warunkach określonych w IRIESD - Bilansowanie.	TOE	wyjaśnienie: komentarz ogólny, brak uwag co do treści IRIESD
7	ZE Białystok SA jako jedna z dwóch spółek dystrybucyjnych zdecydowała się na wprowadzenia do swojej IRIESD – Bilansowanie zasad wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili obciążeń. Pozostałe spółki w swoich IRIESD – Bilansowanie mimo wielu dyskusji, planowanego wprowadzenia w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne zapisów implementujących tzw. standardowe profile obciążeń oraz licznych deklaracji z ich strony, co do wprowadzenia możliwości rozliczeń odbiorców przy wykorzystaniu tych profili IRIESD – Bilansowanie nie uwzględniają możliwości rozliczeń/bilansowania odbiorców przy wykorzystaniu profili. Fakt ten mimo uwag i wątpliwości odnośnie szczegółowych rozwiązań zawartych w punkcie G IRIESD – Bilansowanie nasze Towarzystwo ocenia bardzo pozytywnie. W tym zakresie podstawowe wątpliwości budzi jednak brak możliwości zmiany URB przez URD z wykorzystaniem profili obciążeń oraz niewyjaśniona w żaden sposób w punkcie G IRIESD – Bilansowanie procedura późniejszych rozliczeń Sprzedawcy przy wykorzystaniu profili.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: uwzględniona została uwaga nr 2 PTPiREE zgodnie z którą zrezygnowano z rozliczeń za pomocą profili obciążenia.

8	<p>Zaproponowane w ramach punktu C.3 wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych (zwracamy uwagę, że w IRIESD – Bilansowanie nie zdefiniowano jednoznacznie pojęcia systemy pomiarowo – rozliczeniowe co uniemożliwia odniesienie licznych zapisów do realiów rynku i wymogów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia „przyłączeniowego”) oraz wymagania techniczne dla układów transmisji danych są w wielu miejscach dyskusyjne oraz pozwalają w dalszych ciągu na swobodne – uznaniowe (przez OSD) traktowania wymagań co do układów pomiarowo – rozliczeniowych i transmisji danych (patrz uwaga szczegółowa dot. systemów transmisji danych). Według naszych danych dotychczasowe zapisy IRIESD o podobnym brzmieniu spowodowały w wielu przypadkach blokowanie możliwości zmiany sprzedawcy oraz zasady TPA.</p>	TOE	<p><u>uwaga zostanie częściowo uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: pkt. C3.1.12, C.3.2.3.,C3.3.2 zostaną preredagowane.</p>
9	<p>Zgodnie z IRIESD - Bilansowanie, jeśli URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za bilansowanie, odbiorca sieciowy rozlicza go za jego niezbilansowanie. Nie ma żadnych algorytmów oraz zasad tych rozliczeń, a był to jeden z głównych przedmiotów krytyki przedsiębiorstw obrotu oraz licznych odbiorców energii elektrycznej. Spółki dystrybucyjne opracowywały takie algorytmy, które eliminowały nieuzasadnione korzyści wynikające z wzajemnego znoszenia się niezbilansowania u różnych odbiorców, jednak nie znalazły się one w projekcie IRIESD - Bilansowanie.</p>	TOE	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zgodnie z IRiESP OSD nie prowadzi bilansowania handlowego</p>
10	<p>Brak w IRiESD odniesienia, jak to ma miejsce w punkcie 1.2.3. IRiESP, do art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.</p>	TOE	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Zapis nie jest konieczny</p>
11	<p>Proponujemy ujednoczenie stosowania przyjętych w IRIESD – Bilansowania skrótów, w wielu miejscach mimo wprowadzenia skrótu, autorzy raz posługują się skrótami, raz pełnymi nazwami, co w znaczny sposób utrudnia analizę dokumentu. Proponujemy także jednoznaczne zdefiniowanie pojęć: bilansowanie handlowe, Operator Pomiarów.</p>	TOE	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Naprzemienne stosowanie skrótu i pełnej nazwy naszym zdaniem nie utrudnia analizy dokumentu i jest dopuszczalne pod warunkiem wstępnego zdefiniowania znaczenia skrótu</p>

12	<p>W projekcie części szczegółowej IRiESD dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESD – Bilansowanie) wprowadzono inną niż w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie) definicję Uczestnika Rynku Detalicznego (URD). Ze względu na konieczność zapewnienia spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD, definicję użytą w IRiESD – Bilansowanie (punkt A.1.4.): Uczestnik Rynku Detalicznego – podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa. proponuje się zastąpić definicją używaną w IRiESP – Bilansowanie (punkt 2.1.3.3.): Uczestnik Rynku Detalicznego – użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy. Propozycja ujednoczenia definicji URD poprzez zastosowanie w obydwu dokumentach definicji używanej w IRiESP – Bilansowanie wynika z faktu, że określenie „...odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa.” zawarte w definicji wprowadzonej w IRiESD – Bilansowanie budzi pewne wątpliwości interpretacyjne, a przez to może wprowadzać ograniczenia w dostępie do wyboru podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Mianowicie, jako odbiorcy korzystający z prawa wyboru sprzedawcy, zgodnie z powyższą definicją, mogą być potraktowani tylko odbiorcy, którzy już skorzystali z tego prawa. Wówczas pozostali odbiorcy uprawnieni do wyboru sprzedawcy nie mieliby statusu URD i nie mogliby wybierać podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Powyższe wątpliwości mogą być jeszcze większe po 1 lipca 2007 r., kiedy to zgodnie z ustawą Prawo energetyczne wszyscy odbiorcy uzyskają prawo wyboru sprzedawcy. Wówczas nie będzie oczywiste czy odbiorca, który świadomie pozostanie u dotychczasowego sprzedawcy powinien być traktowany jako odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy czy też nie.</p>	PSE- Operator S.A.	<p><u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt.A.1.4. zostanie przeredagowany</p>
----	---	--------------------------	---

13	<p>W projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie brak jest wyraźnego rozróżnienia dwóch rodzajów działalności spółki dystrybucyjnej (dwóch bytów), mianowicie działalności związanej z pełnieniem funkcji operatora systemu dystrybucyjnego i działalności związanej z prowadzeniem obrotu energią elektryczną, pomimo wprowadzonych pojęć operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i odbiorcy sieciowego (URB_{SD}). Mając na uwadze wymogi prawne dotyczące konieczności rozdzielenia do dnia 1 lipca 2007 r. tych działalności, wydaje się zasadne już dzisiaj usankcjonować to w IRiESD poprzez określenie funkcji i zadań realizowanych odpowiednio przez OSD i URB_{SD}, a także spoczywającej na nich odpowiedzialności. Dokładne określenie przedmiotowych funkcji i zadań oraz odpowiedzialności tych podmiotów, jest szczególnie istotne z punktu widzenia prawidłowej realizacji procesu bilansowania handlowego podmiotów oraz przekazywania pomiarów i dokonywania rozliczeń, co bezpośrednio wpływa na praktyczne możliwości korzystania odbiorców z prawa wyboru sprzedawcy. Brak wyraźnego rozróżnienia funkcji i zadań realizowanych przez OSD i URB_{SD} powoduje trudności interpretacyjne wielu zapisów, a także prowadzi do błędnego przypisania niektórych zadań, odpowiedzialności lub obowiązków.</p>	PSE- Operator S.A.	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: funkcje i zadania OSD i URB_{SD} określa tylko i wyłącznie Prawo Energetyczne i odpowiednie akty wykonawcze</p>
14	<p>W projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie brak jest precyzyjnego określenia funkcji i zadań realizowanych przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe URD, sprzedawców i URB_{SD} oraz wzajemnych relacji między nimi. W szczególności, nie precyzyjnie określone są relacje między sprzedawcą, który nie jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD i sprzedaje energię elektryczną danemu odbiorcy, podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego odbiorcy, tym odbiorcą oraz OSD i URB_{SD}. W związku z powyższym, szereg zapisów jest trudnych do jednoznacznego zinterpretowania, zaś inne wydają się być zbyt skomplikowane i w wielu przypadkach nadmiarowe.</p>	PSE- Operator S.A.	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: wzajemne relacje pomiędzy stronami może i powinna regulować odpowiednia umowa</p>

15	<p>Zamieszczone w projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD, w każdym przypadku przewidują dokonywanie odpowiednich zmian w umowach zawartych między URD, URB, URB_{SD} i OSD. Dokonanie przedmiotowych zmian jest warunkiem koniecznym przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie danego URD przez wskazanego URB lub URB_{SD}, zaś brak dokonania takich zmian (w określonych przypadkach) skutkować może nielegalnym poborem energii elektrycznej. W sytuacji, w której dokonywana jest zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na skutek decyzji handlowej (związanej ze zmianą sprzedawcy lub lepszymi warunkami prowadzenia bilansowania handlowego zaoferowanymi przez innego URB) spełnienie wymagań stawianych przez IRiESD – Bilansowanie, choć czasochłonne, jest możliwe. Natomiast w przypadkach „awaryjnych” (zaprzestanie prowadzenia działalności przez podmiot dotychczas odpowiedzialny za bilansowanie na skutek cofnięcia koncesji, bankructwa, itp.), spełnienie wymogów w zakresie podpisania odpowiednich umów lub aneksów do umów przez URD w odpowiednim czasie (tak by uniknąć nielegalnego poboru) może być w praktyce niemożliwe. Wydaje się zatem, że zastosowanie takiego podejścia w znaczący sposób może wydłużać proces zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD (często tożsamego z procesem zmiany sprzedawcy), a także istotnie ograniczać aktywność odbiorców na rynku z uwagi na ryzyko stania się odbiorcą pobierającym energię elektryczną nielegalnie. Rozwiązaniem mogącym zabezpieczyć interesy URB_{SD} i jednocześnie nie skutkującym dla odbiorcy nielegalnym poborem energii elektrycznej byłoby automatyczne przejmowanie przez URB_{SD} odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD, przy ponoszeniu przez URD pełnych kosztów związanych z rozliczeniem energii elektrycznej pobranej lub dostarczonej przez takiego URD (rozliczenia według cen jakie ukształtowały się na RB – CROS i CROZ).</p> <p>W pozostałych przypadkach, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie mogłyby się odbywać na podstawie odpowiednich zawiadomień (bez zmian zapisów umownych), zaś same umowy powinny stworzyć tylko pewną konstrukcję formalno-prawną opisującą wzajemne relacje między podmiotami i dającą podstawy do prowadzenia określonych działań.</p>	PSE- Operator S.A.	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: nie należy łączyć obowiązków świadczenia przez OSD usługi kompleksowej z przypadkiem "utruty" przez URD dotychczasowego URB. Relacje pomiędzy URD a każdym URB (w tym URB_{SD}) powinny regulować umowy. Ryzyko działalności rynkowej URD, w tym także na rynku energii, nie może być podstawą do obligatoryjnego zmuszania jakiegokolwiek podmiotu działającego na tym rynku (np. URB_{SD}) do bezumownego świadczenia usług</p>
16	<p>Wymagdanie dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych, a w szczególności kat. B są wygórowane. Należy wprowadzić podział tej kategorii na dwie grupy</p>	PKP Energetyka	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: naszym zdaniem istniejący podział jest wystarczający</p>
17	<p>W projekcie IRiESD brak jest procedur weryfikacji umów i zmian sprzedawcy, co w efekcie końcowym może spowodować wydłużenie okresu zmiany sprzedawcy</p>	PKP Energetyka	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: uwaga zbyt ogólna.</p>

b) Uwagi szczegółowe

L.p.	Punkt	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem i/lub propozycje zapisów	Zgłaszający	Stanowisko ZEB S.A.
1	A.1.4	Zarówno w tym punkcie, jak i innych punktach, w odróżnieniu od IRiESP – Bilansowanie brak jednoznacznego i właściwego określenia URD, proponujemy wykorzystanie i zamieszczenie definicji jak w IRiESP – Bilansowanie lub dookreślenie tej funkcji w części dotyczącej pojęć i definicji, jako: „URD – Uczestnik Rynku Detalicznego, tj. użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy”. Proponujemy przytaczać definicje w pierwszym miejscu gdzie dany skrót zostaje użyty i w części dotyczącej pojęć i definicji.	TOE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: odpowienie pkt. zostaną przeredagowane
2	A.1.4.	Zapis ten jest nie spójny z definicją URD zawartą w IRiESP – Bilansowanie i może być interpretowany jako ograniczający zbiór odbiorców mogących skorzystać z prawa wskazania URB (innego niż URB _{SD}) odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, wyłącznie do odbiorców już korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. W celu uzyskania spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD oraz uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych proponuje się wykreślić słowa: „i korzystającym z tego prawa”.	PSE- Operator S.A.	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie przeredagowany
3	A.1.10	Proponujemy w celu jednoznaczności zapisów dodać na końcu zdania: „zgodnie z procedurami opisanymi w niniejszym punkcie A.1, w tym w szczególności w punktach od A.1.11 do A.1.15”	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zapis zbędny
4	A.1.12	W związku z faktem, że śledzenie ewentualnych zmian w IRiESD wszystkich spółek dystrybucyjnych wymagałoby bieżącej kontroli ze strony zainteresowanych przedsiębiorstw i odbiorców energii elektrycznej wszystkich stron internetowych OSD (należy podkreślić bowiem, że prawie żaden z OSD nie udostępnia powiadomień, nie mówiąc już o powszechnej technologii tzw. kanałów RSS, którą stosuje powszechnie już także np. URE i CIRE) proponuje się rozszerzyć informację o publikacji na ogólnodostępne, branżowe serwisy internetowe oraz stronę URE. W związku z tym proponujemy uzupełnić punkt A.1.12 podpunkt b) poprzez dodanie po słowie „internetowej,” „na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki oraz w ogólnodostępnych elektroenergetycznych internetowych serwisach branżowych”.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: treść punktu wypełnia zapisy ustawy Prawo Energetyczne
5	A.1.12	Biorąc pod uwagę ilość spółek dystrybucyjnych oraz czas konsultacji, śledzenie zmian w IRiESD jest znacznie wprowadzenie informacji o zmianach w dostępnych serwisach branżowych oraz np. na stronie URE.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: treść punktu wypełnia zapisy ustawy Prawo Energetyczne

6	A.3.1.1. – A.3.1.6	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. Rozdział A.3 proponujemy przeformułować i zawrzeć w nim definicje właściwe dla obszaru objętego działaniem OSD, a usunąć punkty stanowiące powtórzenia ze względu na zapisy przywołujące IRiESP – Bilansowanie. W przypadku pozostawienia proponujemy poniższe korekty w celu dostosowania do brzmienia IRiESP – Bilansowanie.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Zapisy te zawarte są w celu przedstawienia ogólnych zasad funkcjonowania rynku dla odbiorców, których nie obowiązuje IRiESP
7	A.3.1.2	Zgodnie z IRiESP – Bilansowanie powinna być mowa o „Umowie o świadczenie usług przesyłania” a nie „Umowie przesyłowej”	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: umowa o świadczenie usług przesyłowych = umowa przesyłowa - patrz p.A.1.3
8	A.3.1.9 – A.3.1.11	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. Mają na celu ułatwienie analizy dokumentu
9	A.3.1.13	a) słowo „zarządza” proponujemy zastąpić „odpowiada za zgodną z ustaleniami z URB”, b) słowo „dane” zastąpić „dane i informacje” oraz słowa „zarządzanej przez siebie” słowami „należącej do niego”, c) niejasne jest użyte sformułowanie ze względu na definicję obszaru RB, który swym zasięgiem obejmuje KSE.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zapisy są zgodne z IRiESP
10	A.3.2.1 – A.3.3.3	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. W przypadku pozostawienia proponujemy poniższe korekty w celu dostosowania do brzmienia IRiESP – Bilansowanie.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: patrz odpowiedź na uwagę nr 6 (dot. A.3.1.1.)
11	A.3.2.2	Zgodnie z IRiESP – Bilansowanie do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego (RB) zaliczamy także: „Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej”. Proponujemy ujednoczyć zapisy, szczególnie, że dotyczą one RB.	TOE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie preredagowany

12	A.3.2.2.	Zapis ten definiuje podstawowy obszar Rynku Bilansującego jako sieć przesyłową oraz miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD. Zgodnie z punktem 2.1.2.2. IRiESP – Bilansowanie, na podstawowy obszar Rynku Bilansującego składa się również punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. W celu uzyskania spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD proponuje się przyjąć definicję zawartą w IRiESP – Bilansowanie.	PSE- Operator S.A.	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie przeredagowany
13	A.3.1.1.	Należy dodać literę d) o treści Uczestnik Rynku Detalicznego (URD).	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Zapisy te zawarte są w celu przedstawienia ogólnych zasad funkcjonowania rynku dla odbiorców, których nie obowiązuje IRiESP
14	A.3.3.4	W treści zapisu jest odniesienie do URD (Uczestnik Rynku Detalicznego), w części definicji jednak brak jest definicji URD, należy ją zamieścić.	PKP Energetyka	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie przeredagowany
15	A.3.3.6	Proponujemy, mając na uwadze także zapisy punktu D.5 jednoznaczne określenie (poprzez wypunktowanie) wszelkich rodzajów umów, w których konieczne będzie wprowadzenie stosowanych zmian oraz terminów – okresów czasowych potrzebnych do wprowadzenia tych zmian.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: w punkcie określone są w sposób jasny wszystkie umowy, natomiast czas wprowadzania zmian może i jest regulowany w tychże umowach
16	A.3.3.6.	Treść tego punktu niejednoznacznie definiuje jakie zapisy powinny być uregulowane i konkretnie do jakich umów. Naszym zdaniem powinno się zawrzeć ogólną treść zapisu oraz wymienić umowy.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: w punkcie określone są w sposób jasny wszystkie umowy, natomiast czas wprowadzania zmian może i jest regulowany w tychże umowach
17	A.4.1	Proponujemy po słowie „umów” dopisać „zakupu lub”	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: w ustawie Prawo Energetyczne brak jest pojęcia "umowa zakupu", zakup energii elektrycznej regulowany jest przez umowę sprzedaży

18	A.4.3.	Brak jest wymagań dotyczących umów pomiędzy OSD i URB.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: naszym zdanie wymagania zawarte są w pkt. A.4.3.3.
19	A.4.3.1	Proponujemy zmienić pierwsze zdanie na „ <i>URD realizując zawarte przez siebie umowy korzysta z usług OSD z zachowaniem wymagań punktu A.5.3.4., pod warunkiem;</i> ”	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: uwaga błędna - brak punktu A.5.3.4 jest natomiast A.4.3.4. OSD realizuje zawarte umowy przez URD i jest to fizyczna realizacja umów handlowych
20	A.4.3.2 n) A.4.3.3 j) A.4.3.4 g)	Proponujemy skreślić ze względu na art. 384 §1 Kodeksu cywilnego	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zapis art. 384 §1 Kodeksu Cywilnego nie wyklucza zawierania w umowach przedstawionych zobowiązań
21	B.1.3	Prosimy o informację, czy w użytym w podpunkcie c) kontekście definicji przedsiębiorstwa obrotu mieszczą się także wydzielone w przyszłości z obecnych spółek dystrybucyjnych przedsiębiorstwa obrotu lub wewnętrzne struktury obrotu zintegrowanych dziś spółek dystrybucyjnych.	TOE	Wyjaśnienie: wydzielone w przyszłości z obecnych spółek dystrybucyjnych przedsiębiorstwa obrotu muszą być traktowane na równi z innymi przedsiębiorstwami obrotu. Wewnętrzne struktury zintegrowanych dziś spółek dystrybucyjnych w sposób oczywisty nie muszą obecnie zgłaszać umów sprzedaży umów sprzedaży do OSD - stan ten obowiązuje do czasu rozdzielenia działalności czyli do 01.01.2007
22	B.1.4	a) proponujemy zapis – „ <i>kody jednostek graficznych zakupu/sprzedaży należące do stron umowy</i> ” c) proponujemy zapis – „ <i>planowane ilości energii elektrycznej do przesłania siecią OSD w ramach umowy</i> ”,	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: OSD nie potrzebuje kodów jednostek graficznych, natomiast pod pojęciem ilość energii objętej umową należy rozumieć planowaną ilość energii objętą umową sprzedaży do URD przyłączonego do sieci OSD.

23	B.2	Sformułowanie całego rozdziału B.2 jest dosyć niejasne. Wymaga doprecyzowania i zdefiniowania warunków, pod jakimi weryfikacja byłaby możliwa oraz doprecyzowanie terminów. Termin 14 dni może blokować np. <i>transakcje SPOT</i>	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zawarte zapisy są zgodne z obowiązującymi przepisami, naszym zdaniem nie wymagają oprecyzowania
24	B.2.	Brak jest procedur weryfikacji i powiadomień uczestników rynku.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: zawarte zapisy są zgodne z obowiązującymi przepisami, naszym zdaniem nie wymagają oprecyzowania
25	B.2.3	Prosimy o informację, czy w takim przypadku ma miejsce ponowne zgłoszenie, o którym mowa w punktach B.1.4 oraz czy dokonuje się kolejnej weryfikacji. Wnosimy stanowczo o uzupełnienie zapisów o dokładną procedurę wyjaśnienia i korekty występujących niezgodności zgłoszenia umów.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Rola OSD nie jest ingerowanie we wzajemne relacje pomiędzy stronami umów sprzedaży energii elektrycznej. W przypadku niezgodności zgłoszeń umów, obowiązuje od procedura zgłaszania zgodnie z punktem B.1.3.
26	C	W tej części brak jest zapisów dotyczących pozyskiwania danych. Może to rodzić sytuację, że odbiorca będzie zmuszony do przekazywania danych pomiarowych do OSD (patrz część ogólna). Trzeba jednoznacznie zapisać, że OSD pełniący funkcję OP na własny koszt pozyskuje dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Wymagania dotyczące układów pomiarowych wynikają z IRiESP. Zgodnie z obowiązującym prawem koszty układu pomiarowo-rozliczeniowego dla odbiorców z grup C1 i C2 ponosi OSD, a nie Operator Pomiarów, natomiast Operator Pomiarów jest jedynie funkcją wprowadzoną w IRiESP przez OSP. Istniejące zapisy prawne nie narzucają konieczności ponoszenia kosztów instalacji systemów pomiarowo-rozliczeniowych przez rządzą ze stron (poza grupami C1 i C2). Problem ten rozwiązywany jest w drodze umowy pomiędzy zainteresowanymi stronami.
27	C.1.1	Operator Pomiarów wymaga jednoznacznego zdefiniowania w tym rozdziale lub/i w	TOE	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u>

		definicjach.		wyjaśnienie: Operator Pomiarów będzie dodany do definicji
28	C.1.7	Proponujemy uzupełnić zapis, aby dane pomiarowe były także przetwarzane z określoną dokładnością (np. nie mniejszą niż 1 kWh).	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Dane pomiarowe mogą być przetwarzane zgodnie z dokładnością wynikającą z możliwości posiadanych przez OSD systemów.
29	C.2.6.	Niejasne oraz pozwalające naszymi zdaniem na manipulację danymi są zapisy podpunktu a) oraz c). Prosimy o informację w jakich konkretnych przypadkach może powstać różnica pomiędzy wstępnymi danymi pomiarowymi w dobie n+1, a danymi pomiarowymi w dobie n+5 stanowiącymi podstawę do rozliczeń w przypadku rzeczywistych pomiarów danych. Prosimy także o uściślenie w jakich sytuacjach będzie występował podpunkt c) „w przypadku braku danych niezwłocznie po ich uzyskaniu – dane pomiarowe, stanowiące podstawę do rozliczeń”, w oparciu o ten zapis mogą powstać liczne wątpliwości odnośnie terminów udostępniania danych pomiarowych niezbędnych do wzajemnych rozliczeń.	TOE	wyjaśnienie: punkt został zmieniony zgodnie z uwagami zgłoszonymi przez PTPiREE - uwaga ogólna nr 4
30	C.3.1.4	Zapis w tym pkt. mylnie wprowadza uczestników jako korzystających z rynku bilansującego, w praktyce wszyscy poprzez URB korzystają z rynku bilansującego. Naszym zdaniem powinno dotyczyć tylko i wyłącznie uczestników przyłączonych do sieci przesyłowej lub wskazanych przez OSP (poszerzenie obszaru bilansowania). Brak uszczegółowienia zapisów może powodować, że wszyscy uczestnicy rynku muszą posiadać kontrolne układy pomiarowe.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej będące uczestnikami rynku bilansującego są to podmioty dla których OSP realizuje funkcję bilansowania popytu i podaży energii elektrycznej (niezależnie od napięcia do którego są przyłączeni patrz. pkt. IV.6.7 IRiESP)

31	C.3.1.7.	<p>Naszym zdaniem zgrupowanie w jednej kategorii B układów pomiarowo-rozliczeniowych jest niewłaściwe. Powinna ona tak jak w przypadku kategorii A być podzielona na dwie grupy. Nie można tymi samymi kategoriami traktować odbiorców o mocy 700 kW i 15000 kW. Takie podejście może doprowadzić do tego, że koszt dostosowania układów pomiarowych może sięgnąć nawet dwóch miesięcznych opłat za dostarczoną energię elektryczną. Wydaje się zasadnym, że podział grupy powinien być w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> - kat. B1 o mocy przyłączeniowej 5MW i wyższej na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV - kat. B2 o mocy przyłączeniowej nie większej niż 5MW na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV <p>W przypadku kat. B1 układy powinny spełniać warunki wymienione w projekcie Instrukcji dla kat. B, zaś dla kat. B2 z zabudowaniem tylko jednego licznika dobowo-godzinowego, bez zabudowy licznika kontrolnego (kat. B1 - dwa liczniki dobowo-godzinowe, jeden podstawowy i jeden kontrolny).</p>	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: naszym zdaniem podział jest odpowiedni
32	C.3.1.9	<p>Zapis tego pkt. w praktyce umożliwia na wydanie innych lokalizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, powodując znaczne wydatkowanie kosztów. Naszym zdaniem powinno unikać się takich zapisów, które w swojej formie umożliwią postawienie bariery w korzystaniu z zasady TPA. Dlatego zapis ten w tej części Instrukcji nie powinien być zawarty.</p>	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: miejsce zainstalowania układów pomiarowych określane jest na podstawie aktualnie obowiązujących przepisów prawnych
33	C.3.1.12	<p>W tym pkt, zawarty jest zapis dotyczący współczynnika FS<5. Naszym zdaniem ta wielkość jest znacznie wygórowana. Trzeba zaznaczyć, że większość przekładników zabudowanych obecnie jest ze współczynnikiem równym 10. Koszt wymiany przekładników jest bardzo znaczny. Należy dodać, że zwiększenie współczynnika może w skrajnym przypadku doprowadzić do uszkodzenia liczników, jednak w przypadku naszych obiektów na zabudowanych ponad 25 tys przekładników nie nastąpiło uszkodzenie z tego tytułu. Dlatego głównie od właściciela układu pomiarowo-rozliczeniowego powinno należeć dobór współczynnika dla przekładników (to właściciel jest zobowiązany do naprawy i wymiany układu rozliczeniowo-pomiarowych). Na dzień dzisiejszy większość producentów przekładników dopuszcza i daje gwarancję na poprawną pracę w układach pomiarowych dla współczynnika równego 10. Dlatego wnioskujemy o zmianę na FS<10.</p>	PKP Energetyka	<u>uwaga zostanie uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie preredagowany
34	C.3.1.14	<p>Zapis wymaga doprecyzowania wobec pkt C.3.1.15. Taki zapis może wprowadzać dowolność w interpretacji np. czy wymiana licznika jest modernizacją układu pomiarowego, czy posiadania układu pomiarowego umożliwiającego rozliczenia dobowo-godzinowe z niedostosowanymi do wymogów przekładników (np. FS=10) pozwala na skorzystanie z zasady TPA itp.</p>	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: naszym zdaniem punkt jest dostatecznie jasny, definicję modernizacji można znaleźć między innymi w Prawie Budowlanym

35	C.3.1.15	Analogicznie jak w pkt. C.3.1.14.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: naszym zdaniem punkt jest dostatecznie jasny
36	C.3.1.15	Punkt wprowadza konieczność spełnienia nowych (innych od dotychczasowych) i do końca niejasnych (punkt odnosi się do całego rozdziału C.3) wymagań w przypadku odbiorców zamierzających skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy. W konsekwencji powoduje, że dotychczas posiadane układy pomiarowo – rozliczeniowe, które służyły do dotychczasowych rozliczeń realizowanych przez OSD stają się nie wystarczające (nawet w grupach na nN C1, C2). Proponujemy rezygnację z tego zapisu, w szczególności proponujemy wprowadzenie zapisu, że poniesienie kosztów zmian całego systemu pomiarowo – rozliczeniowego w zakresie grup C1 i C2 (nN) leży po stronie Operatora Pomiarów (OP) lub wprowadzenie zapisu, że w grupach C1 i C2 można korzystać z dotychczasowych systemów. Opierając się bowiem na interpretacji OSD pełniących funkcję OP, często zdarza się, że koszty zakupu licznika leżą po stronie OSD natomiast odbiorcom pragnącym skorzystać z prawa zmiany sprzedawcy proponuje się (a raczej wymaga się od nich) pokrycia kosztów wymiany przekładników i dostosowania systemu pomiarowo – rozliczeniowego do zdalnej transmisji danych (co wydaje się absurdem na nN).	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Wymagania dotyczące układów pomiarowych wynikają z IRiESP. Zgodnie z obowiązującym prawem koszty układu pomiarowo-rozliczeniowego dla odbiorców z grup C1 i C2 ponosi OSD, a nie Operator Pomiarów, natomiast Operator Pomiarów jest jedynie funkcją wprowadzoną w IRiESP przez OSP. Istniejące zapisy prawne nie narzucają konieczności ponoszenia kosztów instalacji systemów pomiarowo-rozliczeniowych przez rządzoną ze stron (poza grupami C1 i C2). Problem ten rozwiązywany jest w drodze umowy pomiędzy zainteresowanymi stronami.
37	C.3.2.7	Zapis ten należy uszczegółowić, stoimy na stanowisku, że transmisja „on-line” nie jest niezbędna do prawidłowego rozliczenia. Trzeba zaznaczyć, że mimo ponoszenia przez OSD (bezpośrednio z projektu IRiESD nie wynika, ale mamy nadzieję, że OSD/OP będzie ponosić koszty pozyskiwania danych pomiarowych) ponoszenia kosztów pozyskiwania danych może nastąpić przypadek braku dostępności przez URD do układu pomiarowo-rozliczeniowego.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Naszym zdaniem wymóg nie jest wygórowany i ma na celu zachowanie bezpieczeństwa realizowanych transakcji
38	C.3.2.7 C.3.3.6	Dyskusyjny i wygórowany naszym zdaniem jest wymóg umożliwiania zdalnej transmisji danych dla wszystkich układów pomiarowych (podstawowego i rezerwowego). Naszym zdaniem rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-mail). Nie powinien być stawiany wymóg dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej. Proponujemy odpowiednie zweryfikowanie zapisów.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Naszym zdaniem wymóg nie jest wygórowany i ma na celu zachowanie bezpieczeństwa realizowanych transakcji

39	C.3.4.2	Punkt pozostawia całkowitą dowolność OSD jako OP w zakresie decyzji o konieczności wyposażenia układów pomiarowych kat. C1 w urządzenia umożliwiające rejestrację (nie wiadomo czego) oraz zdalną transmisję danych. Mając na uwadze aktualne doświadczenia może okazać się, że wymagania te (szczególnie biorąc pod uwagę praktykowane propozycje obciążania odbiorców kosztami dostosowania systemów pomiarowo – rozliczeniowych kosztami urządzeń do zdalnej transmisji danych) będą stanowić istotną barierę podczas procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce. Proponujemy rezygnację z tego zapisu lub wyraźne określenie, że „koszt wyposażenia układów pomiarowych w urządzenia umożliwiające rejestrację profili i zdalną transmisję danych oraz koszty odczytów i dodatkowych urządzeń z tym związanych, w przypadku decyzji o konieczności instalacji pokryją OSD jako OP”	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Zgodnie z obowiązującym prawem koszty układu pomiarowo-rozliczeniowego dla odbiorców z grup C1 i C2 ponosi OSD.
40	C.3.5.3	Wymóg zestawienia zdalnej transmisji danych, dla wszystkich odbiorców w kat. C.2 (nN) nawet w <i>off-line</i> jest zbyt wygórowany. Proponujemy rezygnację lub inny podział w ramach kategorii.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Off-line nie jest naszym zdaniem zbyt restrykcyjny
41	D	Zapis w tym pkt. wymaga doprecyzowania o procedury i terminy, brak zawartych procedur może spowodować, że zmiana lub wyznaczenie URB może wydłużać się w czasie.	PKP Energetyka	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona:</u> wyjaśnienie: szczegółowe zapisy są przedmiotem zawieranych umów i jako takie podlegają negocjacjom
42	D.2.	Zapis ten wskazuje jako warunek konieczny realizacji funkcji bilansowania handlowego URD przez URB _{SD} podpisanie odpowiedniej umowy pomiędzy tymi podmiotami. Zakładając, że definicja URD nie ogranicza zbioru odbiorców mogących wskazywać podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wyłącznie do tych którzy już korzystają z prawa wyboru sprzedawcy, pojawia się wątpliwość czy oznacza to konieczność podpisania przedmiotowych umów przez wszystkich wytwórców i odbiorców bilansowanych dotychczas handlowo w ramach jednostki grafikowej URB _{SD} i pozostających w tej jednostce grafikowej, pomimo posiadania prawa wyboru sprzedawcy.	PSE- Operator S.A.	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: warunek podpisania umowy istnieje, o ile URD nie wskazał innego URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe - mówi o tym pkt. D.1.
43	D.3 e)	Prosimy o informację na jakiej podstawie i dla jakich przypadków w rozliczeniach URD z URB _{SD} może mieć miejsce „rekompensowanie (...) kosztów opłaty rozliczeniowej”	TOE	wyjaśnienie: w przypadku zgłaszania przez URB _{SD} do OSP grafików obciążeń na rzecz URD OSP obciąża URB _{SD} kosztami opłaty rozliczeniowej

44	D.3.	Zapisy niniejszego punktu określają zawartość umowy bilansowania handlowego zawieranej pomiędzy URBS _{SD} a URD. Wydaje się, że zawartość takiej umowy nie powinna być przedmiotem IRIESD OSD.	PSE-Operator S.A.	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Podanie ogólnej zawartości umowy bilansowania ma na celu uregulowanie i ułatwienie procesu podpisywania umów - zwłaszcza w pierwszy okresie otwarcia rynku
45	D.4	Prosimy o skonkretyzowanie co oznacza zapis „działającego na obszarze OSD” w przypadku przedsiębiorstw obrotu, które przecież działają bez ograniczeń terytorialnych, a więc na terenie całej Polski. Jeżeli chodzi o odbiorcę sieciowego, a nie URB proponujemy modyfikację jednoznacznie wskazującą, że nie chodzi o URB.	TOE	wyjaśnienie: punkt ten mówi o wyborze URB chcącego działać i działającego na obszarze OSD, jednym z takich URB jest URBS _{SD}
46	D.5	Uszczegółowienia wymaga stwierdzenie „odpowiednich zapisów” poprzez dokładne wyszczególnienie zakresu zmian oraz niezbędnych terminów ich wprowadzenia. W związku z koniecznością zmian aż 7 elementów umów (lub 7 umów) IRIESD – Bilansowanie powinna wg nas szerzej traktować tę problematykę, wskazując konkretne zapisy, które należy zmodyfikować.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona:</u> wyjaśnienie: szczegółowe zapisy są przedmiotem zawieranych umów i jako takie podlegają negocjacom
47	D.5.	Zapis ten sugeruje, że odpowiednie zmiany w umowach pomiędzy URD, OSD, URB, URBS _{SD} i OSP powinny być dokonywane każdorazowo przed zmianą podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Takie rozwiązanie wydaje się dosyć skomplikowane i dość czasochłonne. Znacznie prostszym a jednocześnie równie skutecznym rozwiązaniem powinno być dokonywanie przedmiotowych zmian podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD na podstawie odpowiednich zgłoszeń, które składane byłyby na podstawie i w trybie określonym wcześniej w ww. umowach.	PSE-Operator S.A.	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: zapis ten nie wyklucza takiego formułowania umów aby nie istniała konieczność ich aneksowania
48	D.6	Proponujemy określić graniczną datę powiadomienia OSD o podpisaniu aneksów do umów, o których mowa w podpunkcie D.5.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: w interesie uczestników rynku jest bezzwłoczne powiadomienie w formie pisemnej o podpisaniu aneksu do umów w celu umożliwienia ich fizycznej realizacji
49	D.9	Proponujemy, zgodnie z wymaganiami określonymi przez OSD, sprecyzować wyrażenie „z odpowiednim wyprzedzeniem” poprzez podanie konkretnych terminów.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: pkt. zostanie preredagowany

50	D.8. D.9. D.10. D.13.	<p>Zapisy zawarte w przedmiotowych punktach określają warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD przez URBS_{SD} w sytuacji zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym URB dotychczas odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD. Warunkiem przejścia takiej odpowiedzialności jest podpisanie odpowiednich umów lub aneksów do umów (D.8.) oraz skuteczne poinformowanie OSD i URBS_{SD} przez OSP o zmianie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD z odpowiednim wyprzedzeniem (D.9.). W przypadku nie dopełnienia powyższych formalności, URBS_{SD} ma prawo nie przyjmować zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii a OSD ma prawo wstrzymać świadczenie usługi dystrybucji, czego skutkiem jest nielegalny pobór energii przez URD. Zaproponowana procedura może zatem zostać skutecznie przeprowadzona wyłącznie w przypadku dokonywania zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD na skutek decyzji handlowej podjętej przez URB lub URD (związanej ze zmianą sprzedawcy lub lepszymi warunkami prowadzenia bilansowania handlowego zaoferowanymi przez innego URB, itp.). W każdym innym przypadku, związanym z zaprzestaniem prowadzenia działalności przez podmiot dotychczas odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD, np. na skutek cofnięcia koncesji lub bankructwa, spełnienie wymogów w zakresie podpisania odpowiednich umów lub aneksów do umów przez URD w odpowiednim czasie (tak by uniknąć nielegalnego poboru) może być w praktyce nie możliwe. Wydaje się więc, że co najmniej dla takich przypadków powinna funkcjonować procedura automatycznego przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD przez URBS_{SD} i obciążenie URD kosztami zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na Rynku Bilansującym. Należy przy tym zaznaczyć, że zgodnie z przepisami przejściowymi ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo lub wydzielone z nich przedsiębiorstwa w celu zapewnienia niezależności OSD, mają obowiązek świadczenia usługi kompleksowej podmiotom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy do czasu wyłonienia w drodze przetargu sprzedawcy z urzędu. Z uwagi na to, że w przypadku zaprzestania działalności URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, URD przestaje korzystać z prawa wyboru sprzedawcy, URBS_{SD} powinien w każdym przypadku przejmować tę odpowiedzialność automatycznie.</p>	PSE- Operator S.A.	<p><u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: nie należy łączyć obowiązków świadczenia przez OSD usługi kompleksowej z przypadkiem "utruty" przez URD dotychczasowego URB. Relacje pomiędzy URD a każdym URB (w tym URBS_{SD}) powinny regulować umowy. Ryzyko działalności rynkowej URD, w tym także na rynku energii, nie może być podstawą do obligatoryjnego zmuszania jakiegokolwiek podmiotu działającego na tym rynku (np. URBS_{SD}) do bezumownego świadczenia usług.</p>
----	--------------------------------	--	--------------------------	--

51	E.2 E.3. E.11.	W przypadku kiedy stroną sporu jest OSD działanie podpunktu E.2.a) powinno być całkowicie wyłączone. Analogicznie Komisja Rewizyjna powinna być powoływana wspólnie przez strony sporu. Propozycja rozstrzygnięcia sporu przez OSD, kiedy OSD jest także stroną tego sporu, wydaje się wątpliwa z punktu widzenia drugiej strony ewentualnego sporu. W związku z tym rozdział należy przemyśleć i przeredagować zakładając, że OSD też może być zainteresowany sposobem rozstrzygnięcia sporu. W naszej ocenie punkt E zakłada, że OSD jest w każdej sytuacji bezstronnym arbitrem, a nie jest to założenie uprawnione. Zwracamy także uwagę, że procedura nie uwzględnia w żaden sposób ustawowej (wynikającej z art. 8 oraz art. 23 ustawy – Prawo energetyczne) możliwości rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE, a nawet poprzez zapis punktu E.2 wyłącza taką procedurę, co naszym zdaniem jest niezgodne z obowiązującym prawem.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: punkt E.2. nie wyłącza możliwości rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE. Zbiór działań określonych w przedmiotowym punkcie nie jest zbiorem zamkniętym.
52	E.11 i E.12	Stwierdzenia zbyt ogólnikowe oraz niejasne. Z zapisów wynika, że Komisję powołuje OSD, przy czym składa się ona z przedstawicieli stron sporu. (patrz także uwaga powyżej)	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienia: patrz punkt wyżej
53	E.4	Proponujemy, jako obowiązującą formę podczas wysyłek dotyczących sporów, przyjąć „przesłanie listem poleconym za potwierdzeniem odbioru”.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: zaproponowane zapisy nie wykluczają zastosowania opcji potwierdzenia odbioru przy wysyłce listu poleconego
54	F	Brak skonkretyzowania w wielu zapisach punktu F dat granicznych może naszym zdaniem stworzyć podstawową barierę zmiany sprzedawcy energii oraz w wielu przypadkach uniemożliwić zmianę sprzedawcy uprawnionym odbiorcom. Proponujemy jednoznaczne określenie końcowych dat granicznych na wykonanie konkretnych działań przez uczestników rynku energii elektrycznej. Naszym zdaniem w zapisach tego punktu należy jednoznacznie określić obowiązki - kolejne kroki w procedurze zmiany sprzedawcy z wyszczególnieniem funkcji Sprzedawcy, URD, URD _{SD} , OSD, OSD jako OP. Określone w tym punkcie zasady powinny być przejrzyste oraz (w szczególności) w jednoznaczny sposób prezentować kroki do zmiany sprzedawcy z punktu widzenia odbiorcy – URD (a nie OSD). Celowe z punktu widzenia odbiorców wydaje się umieszczenie przejrzystej procedury w postaci algorytmu lub rysunku.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Niewskazane jest precyzowanie konkretnych okresów i dat w procesie zmiany sprzedawcy gdyż mogłoby to naszym zdaniem wprowadzać dodatkowe ograniczenia i bariery. Naszym zdaniem zapisy zawarte w punkcie F w sposób wystarczający definiują zasady zmiany sprzedawcy.

55	F.1.2.	Zapis ten wprowadza pewne ograniczenie dla odbiorców profilowych w zakresie prawa wyboru sprzedawcy. Mianowicie, uniemożliwia on tym odbiorcom dokonanie wyboru kilku sprzedawców energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczania. Przedmiotowy zapis budzi wątpliwości ze względu na niejednakowe traktowanie odbiorców. Wydaje się przy tym, że ewentualny problem posiadania wielu umów przez odbiorców o bardzo małym zużyciu, w praktyce nie powinien wystąpić, ze względu na racjonalne podejście sprzedawców.	PSE-Operator S.A.	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Uważamy, że dla prawidłowego funkcjonowania prawa wyboru sprzedawcy taki zapis, przynajmniej w pierwszym okresie, powinien istnieć.
56	F.1.3	Powtórzenie punktu A.4.3.4. Proponujemy nie powielać zapisów, pozostawić w A.4.3.4.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: punkt nie jest powieleniem pkt. A.4.3.4 i ma na celu doprecyzowanie zawartości umowy, między innymi w celu poprawienia przejrzystości procedury
57	F.2.5	Zapisy punktu nie są jednoznaczne, biorąc pod uwagę terminy wypowiedzeń obowiązujących odbiorców umów oraz zapis „ <i>określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną)</i> ” odbiorca, jego nowy Sprzedawca oraz ewentualnie nowy URB nie są w stanie określić jednoznacznie potencjalnych dat zmiany sprzedawcy. Naszym zdaniem konieczne jest podanie konkretnych terminów.	TOE	<u>uwaga nie może zostać uwzględniona</u> wyjaśnienie: Niemożliwe jest podanie konkretnych terminów, z uwagi na zawarte w obowiązujących umowach różne terminy wypowiedzenia tej umowy.
58	G.1	Ograniczenie stosowania profili tylko dla przypadku gdy odpowiedzialnym za bilansowanie jest URB _{SD} jest nieuzasadnione oraz wypacza ideę rozliczeń niezbilansowania przy użyciu profili. Proponujemy rezygnację z tego ograniczenia oraz uzupełnienie procedury o możliwość rozliczeń przy użyciu profili przez innego niż odbiorca sieciowy URB. Mając na uwadze powyższe oraz rolę przypisaną URB proponujemy jednoznacznie zdefiniować w tym punkcie rolę URB, Sprzedawcy i OSD w procesie rozliczeń przy wykorzystaniu profili.	TOE	<u>punkt zostanie wykreślony</u> wyjaśnienie: realizacja uwagi ogólnej nr 2 zgłoszonej przez PTPiREE
59	G.2	Do 1 lipca 2007 r. punkt powinien odnosić się do odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy i posiadają takie prawo (w zaproponowanym brzmieniu jest mowa tylko o chęci skorzystania z prawa), do tej daty jak wiem nie wszyscy odbiorcy mają możliwość skorzystania z TPA.	TOE	<u>punkt zostanie wykreślony</u> wyjaśnienie: realizacja uwagi ogólnej nr 2 zgłoszonej przez PTPiREE
60	G.3	Co oznacza wyrażenie „ <i>jest przyjmowana</i> ” i jaka jest jego dalsze implikacja w procesie wzajemnych rozliczeń, jeżeli w całym punkcie nie ma mowy o rozliczeniach pomiędzy sprzedawcą i OSD. Proponujemy uzupełnić punkt	TOE	<u>punkt zostanie wykreślony</u> wyjaśnienie: realizacja uwagi ogólnej nr 2 zgłoszonej przez PTPiREE

4. Wykaz zmian wprowadzonych po procesie konsultacji do projektu IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu	Charakter zmian
1	A.1.4.	Podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy, mają prawo wskazać URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Podmioty te nazywane dalej Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD) - tj. użytkownikami systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy, posiadają umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD.	zmieniony
1	A.2.1.h	h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji profili,	usunięty
	A.3.2.2.	Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego jest: a) Sieć przesyłowa, b) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD. c) Punkt „ponad siecią” poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.	zmieniony
2	A.3.3.4.	URD wskazuje odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę dystrybucji, URB który w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Wskazany URB przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe tego URD, co powoduje wyłączenie tego URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe realizowane przez dotychczasowego URB.	zmieniony
3	A.3.3.5.	Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.	zmieniony
4	C.1.3.	Dane pomiarowe o których mowa w p.C.1.2. są przekazywane przez OSD poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określony w Umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP.	zmieniony
5	C.1.4. a)	Zadaniem OSD, w ramach wyznaczania energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, jest: a) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii w miejscach dostarczania (MD) na podstawie uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych, b) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MB na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, określonej zgodnie z powyższym ppkt a) oraz algorytmów agregacji.	zmieniony

6	C.1.6.	OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). Przekazywanie danych pomiarowych do OSP określających ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej jest dokonywane w cyklu miesięcznym do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych przez OSP z LSPR jest określony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSP a OSD.	zmieniony
7	C.2.6.	OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. W przypadku braku danych stanowiących podstawę do rozliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.	zmieniony
8	C.3.1.12.	Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 .	zmieniony
9	C.3.2.3.	Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: a) układu podstawowego, b) układu rezerwowego. Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A1 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym były zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym polu. Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A2 wymaga się, aby układy te były równoważne.	zmieniony
10	C.3.2.4.	Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być wyposażone w 2 niezależne układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD.	zmieniony
11	C.3.3.2.	Liczniki energii elektrycznej w podstawowych układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności co najmniej 2 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej. Liczniki energii elektrycznej w rezerwowych układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej.	zmieniony
12	C.3.4.3.	W przypadku układów pomiarowych nie wyposażonych w urządzenia umożliwiające przeprowadzenie rejestracji i zdalnej transmisji danych pomiarowych rozliczenia niezbilansowania będą odbywać się na podstawie standardowego profilu zużycia.	usunięty
	C.3.5.2.	Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 2 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej.	zmieniony
13	D.8. (D.9.)	OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym przez URB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia URD o obowiązku wskazania nowego URB który przejmie odpowiedzialność za jego bilansowanie handlowe. Wskazanie to musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego URB.	zmieniony

14	D.9. (D.8.)	W przypadku, gdy URB wskazany przez URD, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie p.2.1.3.4., odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD przechodzi na nowego URB ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez URB na Odbiorcę sieciowego (URB _{SD}) działającego na obszarze OSD z którym ten URD zawarł odpowiednią umowę bilansowania handlowego pod warunkiem, jeśli łącznie spełnione zostały następujące warunki: a) zawarcia umowy lub aneksów do umów o których mowa w p.D.5., b) do godz. 10:00 doby n-1 (gdzie n oznacza pierwszą dobę handlową od której URB _{SD} przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe) URD dostarczył Odbiorcy sieciowemu (URB _{SD}) zabezpieczenie finansowe zgodne z umową zawartą między	zmieniony
15	D.10.	Jeśli nie zostaną spełnione warunki, o których mowa w p.D.8. i D.9., to: a) OSD ma prawo wstrzymać świadczenie usług dystrybucji określonych w umowie dystrybucji dla URD którego URB zaprzestał działalności na RB, ze skutkiem od doby zaprzestania działalności na RB przez tego URB, b) OSP nie dokonuje zmian w sposobach wyliczenia energii rzeczywistej dla JG URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD oraz URBSD.	zmieniony
16	D.12.	Jeżeli zgodnie z p.D.9. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez nowego URB, a dany URD nie posiada zawartych Umów Sprzedaży Energii, do czasu ich zawarcia i zgłoszenia, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB na rzecz URD realizowana jest na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy URD i nowym URB.	zmieniony
17	D.13.	Jeżeli nie został wskazany żaden URB, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD, pobór energii elektrycznej przez URD z sieci dystrybucyjnej OSD traktowany jest, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, jak nielegalny pobór energii.	zmieniony
18	F.1.1.	Zasady zmiany sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu (zwanymi dalej „sprzedawcą”) zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy.	zmieniony
19	F.1.2.	Odbiorca profilowy, o którym mowa w p.F.1.1., który nabył prawo do zmiany sprzedawcy i z tego prawa korzysta, nie może zawierać umów sprzedaży energii elektrycznej, na ten sam okres, z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczania. Zawarta w takich okolicznościach kolejna umowa sprzedaży jest nieważna. W przypadku więcej niż jednego miejsca dostarczania, dopuszcza się zawarcie przez odbiorcę oddzielnych umów sprzedaży energii elektrycznej dla każdego miejsca dostarczania, pod warunkiem zawarcia dla każdego miejsca dostarczania oddzielnej umowy o świadczenie usług dystrybucji.	usunięty
20	F.1.3. (F.1.4.)	Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym opóźnieniem.	zmieniony

21	F.1.5. (F.1.6.)	Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym: a) dla odbiorców grupy taryfowej C - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 2 miesięcy, licząc od momentu spełnienia wymagań określonych w p.F.2., b) dla odbiorców grupy taryfowej G - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do jednej w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 3 miesięcy, licząc od momentu spełnienia wymagań określonych w p.F.2.	zmieniony
22	F.2.4.	W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.F.2.1. odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji. Umowa ta, oprócz wymagań określonych w p.A.4.3.2., powinna zawierać co najmniej następujące elementy: a) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, w tym także rozwiązanie umowy wskutek nie wskazania przez odbiorcę kolejnego sprzedawcy, b) termin wejścia w życie, który powinien być tożsamy z terminem rozwiązania umowy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną).	zmieniony
23	G. G.1.÷ G.5.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	usunięty