Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Raport

z procesu konsultacji

projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

---

Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia

CZŁONEK ZARZĄDU
Piotr Rak

CZŁONEK ZARZĄDU
Krzysztof Ksyta

Konstancin-Jeziorna, 2 grudnia 2015 r.

Spis treści:

1. LISTA DZIAŁAŃ W PROCESIE KONSULTACJI 3
2. LISTA PODMIOTÓW, KTÓRE ZGŁOSIŁY UWAGI W PROCESIE KONSULTACJI 4
3. ZESTAWIENIE UWAG UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU I SPOSÓB ICH UWZGLĘDNIENIA 5
3.1. UWAGI OGÓLNE 5
3.2. UWAGI SZCZEGÓŁOWE 17
4. SPECYFIKACJA ZMIAN DO PROJEKTU KARTY AKTUALIZACJI NR CB/14/2015 IRIESP – BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 20

1. Lista działań w procesie konsultacji

Działania operatora systemu przesyłowego w ramach procesu konsultacji Karty aktualizacji nr CB/14/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (dalej nazywanej również „Karta aktualizacji") z użytkownikami systemu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Działania OSP w procesie konsultacji.

Lp.	Data	Opis działań
1.	30.10.2015	Komunikat OSP dotyczący opublikowania projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, opracowanego przez PSE S.A.
2.	30.10.2015	Opublikowanie projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, na stronie internetowej PSE S.A. wraz z informacją o możliwości zgłaszania uwag.
3.	30.10.2015 ÷ 13.11.2015	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
4.	16.11.2015 ÷ 02.12.2015	Analiza uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w Karcie aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
5.	16.11.2015 ÷ 02.12.2015	Opracowanie Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz raportu z konsultacji.
6.	02.12.2015	Przedłożenie Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, Prezesowi URE do zatwierdzenia wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

2. Lista podmiotów, które zgłosiły uwagi w procesie konsultacji

Lp.	Podmiot	Komentarz
1.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	
2.	Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.	
3.	TAURON Polska Energia S.A.	
4.	GDF SUEZ Energia Polska S.A.	
5.	ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	
6.	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu	

3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	Proponujemy rozliczenie godzinowe budżetu ORM: Zalety takiego rozwiązania opisaliśmy szczegółowo w piśmie skierowanym do Prezesa PSE S.A. p. Henryka Majchrzaka z dn. 2015.10.20 (TGPE/2015/244. W stosunku do zaproponowanego mechanizmu jest to rozwiązanie bardziej transparentne, alokuje środki ORM proporcjonalnie do udziału w świadczeniu tej usługi na rzecz KSE oraz motywuje ekonomicznie do dostosowywania okresów przeprowadzania remontów planowanych do sytuacji bilansowej w KSE. Należność uzupełniająca za ORM NU_{jh}^{OR} dla *j-tej* jednostki JG_{wr} w godzinie jest wyznaczana jako iloczyn : – niewykorzystanego budżetu godzinowego ORM (BGOR) – współczynnika udziału ilości zdolności wytwórczych dla *j-tej* JG_{wr} rozliczonych jako ORM w danej godzinie w sumarycznej ilości zdolności wytwórczych wszystkich JG_{wr} rozliczonych jako ORM w tej godzinie. $$NU_{jh}^{OR} = (BGOR - \sum_{i \in Jwr} N_{ih}^{OR}) \cdot \frac{POR_{jh}}{\sum_{i \in Jwr} POR_{ih}}$$ gdzie: ***BGOR*** - budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy N_{ih}^{OR} - należność godzinowa dla *i – tej* JG_{wr} w godzinie h za ORM	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona. Celem mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy (ORM) jest pozyskiwanie oraz wynagradzanie zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{wa}) stanowiących nadwyżkę mocy w KSE wymaganą do spełnienia kryteriów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Rozliczeniami w ramach ORM są objęte zdolności wytwórcze dostępne na Rynku Bilansującym (RB) jako rezerwa mocy. Zdolności wykorzystywane do wytwarzania energii w ramach USE uzyskują wynagrodzenie w rozliczeniach USE. Poziom wynagrodzenia za zdolności wytwórcze stanowiące ORM wynika z dwóch parametrów modelu rozliczeń: • ceny referencyjnej godzinowej operacyjnej rezerwy mocy (CRRM), • uzasadnionego kosztu pozyskania operacyjnej rezerwy mocy przez OSP (UKOR). Cena CRRM odzwierciedla jednostkowy koszt utrzymania zdolności wytwórczych w ramach ORM, natomiast koszt UKOR określa uzasadniony koszt pozyskiwania ORM. Oba parametry są określane dla roku obowiązywania Taryfy OSP. Zmiana wprowadzana Kartą aktualizacji ma charakter korygujący funkcjonowanie mechanizmu ORM. Jej celem jest zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych na RB poprzez kształtowanie stawek wynagrodzenia za ORM na poziomie odpowiadającym

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	POR_{jh} - zdolności wytwórczej *j-tej* (*i-tej*) JGwr w godzinie h rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy. ***Jwr*** - Zbiór JGwr. 1. Należność miesięczna N_{hm}^{OR} składa się z sumy wszystkich rozliczonych należności uzupełniających N_{jh}^{OR} w miesiącu: $$N_{Hm}^{OR} = \sum_{h \in Hm} N_{jh}^{OR}$$ gdzie: ***Hm*** – liczba godzin w miesiącu rozliczeniowym, w których rozliczona została należność uzupełniająca j-tej JGwr Jest to jedyna forma rozliczenia całości budżetu ORM dla wytwórców, gwarantująca przypisanie należności tylko tym wytwórcom, których jednostki świadczyły tą usługę zabezpieczając prace systemu.		kwocie uznanej przez Prezesa URE za uzasadniony koszt pozyskania ORM. W tym celu zostało wprowadzone rozliczenie uzupełniające miesięczne oraz roczne. Nie ulega przy tym zmianie wartość maksymalnej ceny za zdolności wytwórcze stanowiące ORM. Jest nią w dalszym ciągu cena CRRM. Jednak ze względu na wprowadzenie rozliczeń uzupełniających kontrola dotrzymania warunku w tym zakresie odbywa się w odniesieniu do ceny średniej za ORM dla wytwórcy w roku obowiązywania Taryfy OSP, a nie tak jak obecnie w odniesieniu do ceny godzinowej. Propozycja zawarta w uwadze nie uwzględnia dotrzymywania powyższego warunku. Zakłada ona kształtowanie wartości godzinowych cen ORM bez ograniczeń. W wyniku tego średnie wynagrodzenie za zdolności wytwórcze danego wytwórcy może przekroczyć poziom uzasadniony, określony ceną CRRM. Nie jest to zgodne z celem funkcjonowania obecnego mechanizmu ORM.
2.	Wprowadzenie zmiany polegającej na korekcie zapotrzebowania rynku bilansującego ZRB o saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej (redispatching) będzie powodowało, że w okresach poza godzinami rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy jednostki wytwórcze pracujące na potrzeby tego zjawiska będą miały pokrywane jedynie koszty zmienne. Tym samym wezmą na siebie część kosztów redispatching-u do którego się nie przyczyniają. Analogiczna sytuacja ma miejsce w przypadku korygowania ZRB o ilość energii potrzebnej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych. W związku z powyższym postulujemy o wprowadzenie dodatkowego mechanizmu pokrywania kosztów stałych jednostek pracujących na potrzeby ww. przypadków	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona. Wytwórcy wytwarzający energię elektryczną w ramach generacji wymuszonej otrzymują wynagrodzenie zawierające marżę ponad koszt zmienny wytwarzania. Stanowi ona określone w rozporządzeniu systemowym wynagrodzenie za wytwarzanie energii dla potrzeb spełnienia wymagań bezpiecznej pracy KSE.
3.	Przy wprowadzaniu następnych zmian do IRIESP kolejną Kartą Aktualizacji wnioskujemy o uwzględnienie postulatu wielokrotnie	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie***	Wyjaśnienie. W toku dalszych prac zostanie rozważone

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	zgłaszanego przez wytwórców skupionych w TGPE tj. zniesienie ograniczenia cenowego na Rynku Bilansującym w postaci ceny 1500 zl.	***Elektrownie***	podwyższenie limitu maksymalnej ceny ofertowej do kwoty odpowiadającej wartości limitu stosowanego na rynkach europejskich, tj. 3000 EUR/MWh. Wyniki tych prac zostaną uwzględnione w zamianach zasad RB od 1 stycznia 2017 roku.
4.	Wnioskujemy o doprowadzenie do wyrównania obszaru danych publikowanych na stronie www.pse.pl z danymi publikowanymi obecnie na stronie ENTSO-E w zakresie polskiego obszaru.	***Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.***	Wyjaśnienie. OSP planuje stopniowe rozszerzanie informacji publikowanych na stronie OSP, w szczególności zamieszczanie na niej informacji analogicznych do publikowanych na stronie ENTSO-E. Będzie to realizowane w ramach kolejnych modyfikacji zasad RB.
5.	Dążeniem uczestnika rynku energii jest możliwość określenia bilansu systemu na moment tworzenia ceny rozliczeniowej oraz określenia swej pozycji w stosie kreującym cenę, dlatego też mając na uwadze funkcjonujące już rozporządzenie Remit wnosimy o anonimowe publikowanie wszystkich ofert, które wykorzystywane zostały do tworzenia stosu kosztowego	***Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.***	Uwaga została uwzględniona. OSP będzie publikować oferty bilansujące, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, stanowiące podstawę do wyznaczenia ceny CRO. Publikowany będzie wykaz anonimowy pasm ofert bilansujących – bez określenia identyfikatorów JG, z planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO).
6.	W celu poprawnego przyporządkowywania odpowiednich rodzajów przychodów do poszczególnych jednostek wytwórczych prosimy o modyfikacje raportu RDRUS w rozbiciu na poszczególne jednostki wytwórcze. Pozwoli to na lepszą weryfikację rozliczeń RUS.	***TAURON Polska Energia S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona. Rozliczenie ORM dla poszczególnych JG_{Wa} danego URB_W jest realizowane w ramach JG Wytwórczej rozliczeniowej tego URB_W, agregującej rozliczenia poszczególnych JG_{Wa}. Zasady dokonywania rozliczeń ORM uniemożliwiają jednoznaczne przyporządkowanie ilości oraz należności do poszczególnych JG_{Wa} danego URB_W.
7.	Przy okazji tej zmiany IRiESP postulujemy wprowadzenie również modyfikacji zasad rozliczania ORM w b.r., polegającej na rozdzieleniu niewykorzystanych budżetów godzinowych przy zastosowaniu analogicznej formuły jak zaproponowana dla 2016 r. (5.129). Pozostawienie dużej nierozliczonej kwoty z przyznanego operatorowi budżetu na ORM w 2015 r. jest nieuzasadnionym przychodem operatora w sytuacji, gdy	***GDF SUEZ Energia Polska S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona. Parametry modelu rozliczeń ORM dla 2015 roku zostały określone dla zasad pozyskiwania i rozliczania ORM, w których nie stosuje się rozliczenia uzupełniającego. Zasady te zostały wprowadzone kartą aktualizacji nr CB/12/2014, obowiązującą od 1 stycznia 2015 roku,

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	większość wytwórców notuje ujemne wyniki w b.r. i ogranicza do minimum działania odtworzeniowe.		i stanowiły podstawę do określenia uzasadnionego kosztu pozyskania operacyjnej rezerwy mocy przez OSP (UKOR) w 2015 roku. Ze względu na bezpośrednie powiązanie wartości UKOR z zasadami pozyskiwania i rozliczania ORM nie jest możliwe wprowadzenie postulowanej w uwadze zmiany. Należy jednocześnie wskazać, że w ramach zatwierdzania karty aktualizacji nr CB/12/2014 Prezes URE nie uznał za uzasadnione stosowanie rozliczenia uzupełniającego dla 2015 roku.
8.	Propozycje zapisów odnośnie IRZ są w naszej opinii nieprecyzyjne i niedopracowane. Z uwagi na pozarynkowy charakter funkcjonowania, IRZ jako usługa „interwencyjna" powinna być wyłączona z podstawowego stosu ofert a jednostki świadczące usługę powinny być zgrupowane w odrębnym stosie, który byłby aktywowany na etapie planowania w przypadku takiej konieczności. Na etapie wyznaczania ceny CRO wykorzystana IRZ powinna być reprezentowana przez pasma wolumenowo-cenowe zamykające stos. Rozliczenie zgodnie z proponowanymi zapisami.	***ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie. Zasady dotyczące źródeł wytwórczych objętych usługą IRZ są określone precyzyjnie. W wyjaśnieniu należy wskazać, że są one zgodne z postulatami określonymi w uwadze. Na podstawie punktu 4.1.1.6. zaplanowanie do pracy JWCD świadczących usługę IRZ może następować tylko w sytuacjach, gdy bez tych JWCD nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych. Oznacza to wykorzystanie tych źródeł w ostatniej kolejności. Energia wytwarzana przez źródła objęte usługą IRZ jest reprezentowana przy kształtowaniu ceny CRO z maksymalną wartością ceny ofertowej, tj. 1500 zł/MWh. Tym samym zamyka ona stos cenowy. Jest to określone w pkt 5.1.4.2. Karty aktualizacji.
9.	Wnosimy o rozszerzenie zakresu publikowanych informacji o informacje o prognozie GZW oraz prognozie wykorzystania IRZ w WPKD.	***ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.***	Uwaga została uwzględniona częściowo. Publikacja w ramach planu WPKD informacji o prognozie generacji źródeł wiatrowych (GZW) została wprowadzona Kartą aktualizacji. Zasady w tym zakresie są zamieszczone w pkt 6.4.3.(4.5) Karty aktualizacji. Publikacja informacji o prognozowanym wykorzystaniu

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			JWCD świadczących usługę IRZ nie jest możliwa w ramach planu WPKD, ponieważ planowanie wykorzystania tych źródeł odbywa się w ramach przygotowywania planu PKD.
10.	Wnosimy o rozszerzenie zakresu publikowanych informacji o informacje dotyczące rzeczywistego salda wymiany międzyoperatorskiej oraz ilości energii zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo – pompowych.	***ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie. Informacje o wymianie międzyoperatorskiej na poszczególnych przekrojach handlowych są publikowane na stronie OSP. Są one zamieszczane w tabeli znajdującej się w sekcji dane systemowe. Prezentują one uzgodnione dostawy operatywne w ramach międzyoperatorskiej wymiany międzysystemowej. W ostatniej kolumnie tabeli jest prezentowana suma ze znakiem przedmiotowych dostaw, która określa zmianę krajowego salda wymiany międzysystemowej w związku z uzgodnionymi dostawami operatywnymi. Na podstawie Karty aktualizacji zakres informacji publikowanych na stronie OSP zostanie rozszerzony o ilość energii wytwarzanej oraz zużywanej przez JWCD świadczących usługę praca interwencyjna (elektrownie szczytowo-pompowe). Zasady w tym zakresie są zamieszczone w pkt 6.4.4.(6) Karty aktualizacji. Użyte w nich sformułowanie generacji oznacza w odniesieniu do elektrowni szczytowo-pompowych wartość ze znakiem dotyczącą zarówno wytwarzania energii, jak i jej odbioru.
11.	Ponownie wnosimy o objęciem mechanizmem Operacyjnej Rezerwy Mocy sterowalnych odbiorów energii aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym oraz świadczących usługę Praca Interwencyjna; Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP. Ponieważ mechanizm ten obejmuje wszystkich wytwórców (w tym także będących w postoju, wymagające długotrwałego rozruchu) mogących zaoferować dodatkowe moce będące w dyspozycji Operatora Systemu Przesyłowego jest w pełni uzasadnione objęcie tym programem również odbiorców i	***Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu***	Wyjaśnienie. Karta aktualizacji nie zmienia istoty mechanizmu ORM. Jego celem jest w dalszym ciągu utrzymywanie określonej ilości zdolności wytwórczych konwencjonalnych źródeł wytwórczych dla potrzeb zapewnienia nadwyżki mocy ponad zapotrzebowanie odbiorców. Redukcja obciążenia odbiorców nie może być nim objęta z uwagi na fakt, że nie jest produktem

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	agregatorów, o zapewnienia niedyskryminacyjnego udziału usług reakcji strony popytowej (demand response) w świadczeniu usług systemowych. W tym celu prosimy o uzupełnienie definicji operacyjnych rezerw mocy o: - moce sterowanych odbiorów energii będące w dyspozycji OSP na podstawie umowy na usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP - zgłaszane do OSP Oferty Redukcji Obciążenia sterowanych odbiorów energii, reprezentowane w Jednostce Grafikowej Odbiorczej aktywnej Szczegółowe zapisy w tym zakresie zaproponowaliśmy w ramach konsultacji karty aktualizacji CB/12/2014 Uzasadnienie; Efektywnie wykorzystywana, dobrowolna i odpłatna redukcja zapotrzebowania jest jedynym sposobem szybkiego zapewnienia nowych mocy, które mogą zapobiec spodziewanym deficytom mocy w najbliższych miesiącach i latach. Niezawodność i skuteczność tego rozwiązania wymaga odpowiedniego wynagrodzenia. Z punktu widzenia zapewnienia adekwatności zasobów do pokrycia zapotrzebowania, redukcja zapotrzebowania jest bardziej efektywna niż zwiększanie generacji. W większości krajów europejskich i w wielu wysokorozwiniętych krajach na świecie redukcja zapotrzebowania jest wykorzystywana dla zapewniania rezerw mocy na wypadek deficytu, a nie tylko do zapewnienia elastyczności mocy dla pokrycia zapotrzebowania wobec niestabilnej generacji. Ostatnimi przykładami skutecznego działania w tym zakresie mogą być przypadki z 10 sierpnia w Polsce I 5 listopada tego roku w Wielkiej Brytanii, gdzie redukcja zapotrzebowania u odbiorców zapobiegła niebezpieczeństwu blackoutu wynikającemu z najniższych od lat poziomów rezerw mocy. W		równoważnym zdolnościom wytwórczym źródeł konwencjonalnych. Szczegółowe wyjaśnienia w tym zakresie zostały przedstawione w Raporcie z konsultacji karty aktualizacji nr CB/12/2014. Równocześnie, ze względu na znaczenie usługi redukcji obciążenia odbiorców dla bilansowania KSE w warunkach ograniczonych zdolności wytwórczych, OSP prowadzi prace nad zmianą zasad nabywania i wykorzystywania usługi interwencyjna redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP oraz redukcja obciążenia odbiorców na RB, w celu zwiększenia wolumenu tych usług. Zarówno w przypadku usługi interwencyjna redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP, jak i usługi redukcja obciążenia odbiorców na RB prace mają na celu lepsze dostosowanie warunków świadczenia usługi do praktycznych uwarunkowań funkcjonowania odbiorców. Wyniki powyższych prac w zakresie usługi interwencyjnej redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP zostaną wdrożone w ramach kolejnego postępowania o zakup tej usługi. Planowany termin wdrożenia zmian w zakresie redukcji obciążenia odbiorców na RB to 1 lipca 2016 roku. Odnosząc się do poruszonej w uwadze kwestii wynagradzania za redukcję obciążenia odbiorców, OSP wyjaśnia, że w zakresie bieżących reakcji strony popytowej podstawowym sygnałem do redukcji obciążenia jest cena energii elektrycznej. W sytuacji napiętego bilansu mocy to ona powinna stymulować obniżenie zużycia energii i dzięki temu powodować uwolnienie zdolności wytwórczych wymaganych do pokrycia tego zużycia. Zostało to uwzględnione w zasadach kształtowania cen CRO na RB w związku z wejściem w życie usługi IRZ. W sytuacjach, gdy do pokrycia zapotrzebowania

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	obu przypadkach jednym z głównych czynników przyczyniających się do wystąpienia deficytu mocy była niespodziewana niedyspozycyjność kilku elektrowni konwencjonalnych, także trudno mówić o tym, że elektrownie konwencjonalne są dyspozycyjne przez wszystkie godziny doby, a wszelkie ubytki mocy są planowane i uzgadniane z OSP. Główną różnicą w obu tych wypadkach był fakt, że brytyjski operator systemu przesyłowego wykorzystał precyzyjnie zakontraktowane rezerwy w zakresie redukcji zapotrzebowania i oprócz płatności za gotowość, odbiorcy otrzymali wynagrodzenie w wysokości 2500 GBP za każdą zredukowaną MWh. W Polsce wprowadzone administracyjne ograniczenie dostaw skutkowało zmniejszeniem zapotrzebowania o około 40 000 MWh w godzinach kiedy wprowadzono stopnie zasilania 15-19 i o dalsze ok. 30 000 MWh zaobserwowane przy stopniu zasilania 11 w godzinach 8:00-21:00 w pierwszych 5 dniach roboczych (w porównaniu do poprzednich dni roboczych). Przy średnim koszcie niedostarczonej energii na poziomie 13,5 zł/kWh (2014), straty przemysłu można oszacować na ok. 930 min zł tylko w pierwszych 5 dniach po wprowadzeniu ograniczeń. Odbiorcy, którzy ograniczyli zapotrzebowanie na polecenie OSP nie otrzymali jednak w Polsce żadnego wynagrodzenia ani rekompensaty (nawet ci, którzy mieli ważne umowy na interwencyjną redukcję zapotrzebowania). Niestety, z niskich cen rozliczeniowych rynku bilansującego wynika, że przywoływane były jednocześnie oferty redukcji wytwarzania, co świadczy o zbyt dużej skali wprowadzonych ograniczeń. Zgodnie z zapisami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 27/2012/UE z dnia 25 października 2012 obowiązującej od dnia 5 czerwca 2014 wśród podmiotów odpowiedzialnych za wdrożenie art. 15.4 i 15.8 dotyczących zapewnienia równego, niedyskryminacyjnego dostępu do rynku energii oraz usług systemowych są operatorzy systemów przesyłowych i krajowe organy regulacyjne. Komunikat Komisji Europejskiej (2014/C 200/01) z dnia 28.6.2014 „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i		odbiorców będzie wymagane wytwarzanie energii przez źródła świadczące usługę IRZ lub praca interwencyjna, to cena CRO będzie mieć zawsze maksymalną wartość. Od 1 stycznia 2016 roku, stosownie do ograniczenia maksymalnej wartości ceny ofertowej na RB będzie to 1500 zł/MWh. W toku dalszych prac zostanie rozważone zwiększenie tego limitu do kwoty odpowiadającej wartości limitu stosowanego na rynkach europejskich, tj. 3000 EUR/MWh. Wyniki tych prac zostaną uwzględnione w zmianach zasad RB od 1 stycznia 2017 roku. W uzupełnieniu należy wskazać, że konkurencyjne zastępowanie zdolności wytwórczych przez zdolności do redukcji obciążenia odbiorców jest co do zasady możliwe. Warunkiem koniecznym efektywnego zastosowania takiego rozwiązania jest jednak uwzględnienie dłuższego horyzontu czasu oraz stosowanie skutecznych mechanizmów egzekwowania obowiązku dostarczenia zdolności wytwórczych i redukcji obciążenia. Rozwiązaniem spełniającym te wymagania jest rynek mocy. Działa on bowiem z wyprzedzeniem odpowiednim do realizacji procesów inwestycyjnych wymaganych do zastępowania wyżej wymienionych zdolności oraz implementuje mechanizmy dla egzekwowania dostaw zakontraktowanych wcześniej zdolności w każdej godzinie, w szczególności w tych godzinach, w których bilans mocy jest napięty.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	cele związane z energią" zaleca wykorzystanie przed uruchomieniem pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych należy przede wszystkim rozważyć alternatywne sposoby osiągnięcia wystarczalności mocy wytwórczych, niemające negatywnego wpływu na cel dotyczący stopniowego wycofania dotacji szkodliwych dla środowiska lub gospodarki, takie jak zarządzanie popytem. Komisja Europejska bada obecnie zgodność mechanizmów mocowych z tymi wytycznymi i może nakazać zwrot wypłaconego wynagrodzenia wraz z odsetkami w przypadku uznania tego mechanizmu za niedozwoloną pomoc publiczną. Przypominamy najistotniejsze argumenty przemawiające za zwiększeniem zachęt dla odbiorców dla uczestnictwa w programach demand response (poprzez zniesienie barier udziału oraz równoważne względem wytwórców wynagrodzenie za dyspozycyjność i wykorzystanie): - Zgodnie z analizą danych PSE dotyczących zapotrzebowania, ostatnie 1000 MW jest potrzebne w systemie przez około 30 godzin, ostatnie 1500 MW przez około 80 godzin - nie jest ekonomicznie uzasadniona budowa ani utrzymywanie takich mocy wytwórczych które będą wykorzystywane przez tak krótki czas - Zgodnie z danymi przedstawianymi przez PSE, w kilkudziesięciu dniach maksymalnego zapotrzebowania w roku, zarówno dla zimy jak i dla lata, zapotrzebowanie na najwyższe 500 MW mocy utrzymuje się średnio przez ok. 3 godzin (maksymalne ok. 4 godzin) - podczas gdy elektrownie węglowe z reguły potrzebują minimum 8 godzin ciągłej pracy (na podstawie materiałów z przetargu dot. Interwencyjnej rezerwy zimnej) - Włączenie elektrowni z postoju stanowiących rezerwy mocy z reguły wymagają kilku-kilkunastogodzinnego okresu rozruchu (nawet do 27 godzin w niektórych udokumentowanych przypadkach) za który trzeba dodatkowo zapłacić. -Wykorzystanie rezerw mocy po stronie odbiorców może być znacznie szybsze - praktycznie 0,5-2 h, w niektórych		

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	przypadkach krócej, co pozwala na zwiększenie dokładności prognozowania generacji wiatrowej o 100% (dokładność prognozowania dla elektrowni wiatrowych na 2-3 godziny przed dostawą jest 2 krotnie większa niż kilkanaście godzin przed dostawą) - Wykorzystanie rezerw mocy po stronie odbiorców znacząco zmniejsza straty sieciowe i ograniczenia w zakresie rozpływów (straty są proporcjonalne do kwadratu prądu i w naturalny sposób są najwyższe przy największych obciążeniach sieci). - Wykorzystanie rezerw mocy po stronie odbiorców pozwala na stabilniejsze wykorzystanie najefektywniejszych źródeł energii pracujących w podstawie (przenoszenie zapotrzebowania na godziny pozaszczytowe). - Wykorzystanie rezerw mocy po stronie Odbiorców ma także istotny aspekt ekologiczny - pozwala uniknąć nieefektywnych rozruchów elektrowni i włączania do systemu źródeł o najniższej sprawności w godzinach szczytowego zapotrzebowania (niejednokrotnie ze względów regulacyjnych kosztem źródeł o większej efektywności) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu deklaruje gotowość dalszej współpracy z Operatorem Systemu Przesyłowego w celu określenia warunków technicznych innych aspektów udziału w rynkach usług systemowych na podstawie wymogów technicznych tych rynków oraz możliwości technicznych i organizacyjnych usługodawców w zakresie reakcji strony popytowej. Oczekujemy w szczególności realizacji zobowiązań PSE w tym zakresie podjętych 8.12.2014 roku		
12.	Przedstawione rozwiązanie nie wpłynie znacząco na koszty Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie Operacyjnej Rezerwy Mocy, gdyż w rezerwie mocy przekraczającej 4150 MW w dalszym ciągu przeważająca większość środków będzie kierowana do wytwórców. Udział odbiorców w Usługach Systemowych w ramach świadczonych programów, zapewni obniżenie kosztów OSP i zwiększenie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego (większa konkurencja i więcej dostępnych	***Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu***	Wyjaśnienie. Powodem braku możliwości uwzględnienia redukcji obciążenia odbiorców w mechanizmie ORM jest niezgodność produktu oferowanego przez odbiorców z produktem oferowanym przez wytwórców. Z tego powodu cel mechanizmu ORM, tzn. utrzymywanie określonej ilości zdolności wytwórczych konwencjonalnych źródeł wytwórczych dla potrzeb

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	rezerw). Należy pamiętać, że odbiorcy przemysłowi są największym płatnikiem opłat przesyłowych i dla ich konkurencyjności jest niezwykle ważne, aby koszty zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego były ponoszone racjonalnie.		zapewnienia nadwyżki mocy ponad zapotrzebowanie odbiorców, nie może być realizowany przez redukcję obciążenia odbiorców. Należy przy tym wskazać, że środki przeznaczone na zakup ORM (UKOR) oraz maksymalna cena ORM (CRRM) są ustalane przez Prezesa URE, dotyczą konwencjonalnych źródeł wytwórczych i są dotrzymywane w ramach funkcjonowania mechanizmu ORM. Zapewnia to racjonalny poziom tego składnika kosztów zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. W ramach aktualnie obowiązujących zasad RB udział odbiorców w bilansowaniu KSE jest możliwy poprzez świadczenie usługi interwencyjna redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP oraz realizację redukcji obciążenia odbiorców na RB. Usługi te są dostosowane do specyfiki produktu oferowanego przez odbiorców. Poprzez świadczenie tych usług odbiorcy mogą przyczynić się do obniżenia kosztów funkcjonowania RB oraz zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu.
13.	Pozytywnie oceniamy kierunek zmian w kształtowaniu ceny rozliczeniowej odchylenia. W ostatnich latach można było zaobserwować, że interwencje podejmowane na rynku przez OSP prowadziło do niskich cen rynku bilansującego w godzinach występowania deficytu mocy. Wydaje nam się jednak, że zamiast ceny 1500zł/MWh, należy korygować zapotrzebowanie wykorzystane jako podstawa dla kształtowanie ceny CRO o generację JG_{OSPa} świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna oraz praca interwencyjna a także jednostek objętych umowami GWS. Zmniejszy to wpływ działań operatora na kształtowanie cen rynkowych energii i jednocześnie zredukuje różnicę pomiędzy ceną krańcową CRO_h po której OSP rozlicza niezbilansowanie a cenami ofertowymi (CO) i umownymi (zimna rezerwa, GWS) płaconymi wytwórcom. Spodziewamy się również, że OSP wykaże, jak dodatkowe przychody z tytułu tej różnicy wpłyną na	***Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu***	Wyjaśnienie. Energia elektryczna wytwarzana w ramach usługi IRZ lub usługi praca interwencyjna będzie uwzględniana przy wyznaczaniu ceny CRO z maksymalną dopuszczalną na RB wartością, tj. 1500 zł/MWh. Ma to na celu odzwierciedlenie interwencyjnej natury jej dostaw oraz faktu, że jest to właściwa wycena energii w sytuacji, gdy zdolności wytwórcze źródeł uczestniczących w rynku są niewystarczające do pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W praktyce oznacza to, że sytuacjach, gdy do pokrycia zapotrzebowania odbiorców będzie wymagane wytwarzanie energii przez źródła objęte usługą IRZ lub usługą praca interwencyjna, to cena CRO będzie mieć zawsze maksymalną wartość.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	obniżenie cen w taryfie przesyłowej.		W wyjaśnieniu należy wskazać, że zawarta w uwadze propozycja korekty zapotrzebowania stanowiącego podstawę do kształtowania ceny CRO o wartość generacji JG_{OSPa} spowodowałaby zaniżanie wartości cen CRO w sytuacjach napiętego bilansu mocy w KSE.
14.	Ze względu na spodziewane znaczące podwyższenie cen energii w szczytach zapotrzebowania w efekcie wprowadzenia karty aktualizacji, postulujemy zniesienie dolnego ograniczenia cen ofertowych OFC i OFCR, co pozwoli na zwiększenie możliwości przeniesienia zapotrzebowania na godziny pozaszczytowe. Znacząca rozbudowa źródeł wiatrowych może także prowadzić do problemu z ulokowaniem na rynku giełdowym energii z farm wiatrowych w godzinach, w których generacja wiatrowa będzie przekraczać 1/3 zapotrzebowania jeśli nie zostanie usunięty dolny próg ceny ofertowej na rynku bilansującym (przy gwarantowanej minimalna cenie na rynku bilansującym, będzie ona sprzedawana OSP zamiast np. na rynku giełdowym). Zapobiegnie to także niepożądanemu importowi energii z krajów sąsiednich w godzinach, w których występują u nich ceny znacząco niższe od obowiązujących w Polsce lub nawet ujemne a w Polsce nie można zredukować mocy elektrowni cieplnych.	***Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu***	Wyjaśnienie. Obniżenie dolnego ograniczenia cen ofertowych, wraz z podwyższeniem ograniczenia górnego, są obecnie analizowane przez OSP. Prace te są prowadzone w kontekście oddziaływania poprzez ceny na odbiorców i wytwórców oraz dostosowania limitów cenowych stosowanych na RB do limitów obowiązujących na rynkach europejskich. Wyniki tych prac zostaną uwzględnione w zmianach zasad RB od 1 stycznia 2017 roku.
15.	Proponujemy usunięcie wprowadzanych zapisów dotyczących należności uzupełniających miesięcznych i rocznych. Zamiast tego proponujemy pełne wykorzystanie budżetu godzinowego w każdej godzinie poprzez jego podział na dostępne dla operatora moce wytwórcze i moce w ramach redukcji zapotrzebowania. Proponowane należności uzupełniające mogą sprzyjać dodatkowemu wynagradzaniu mocy które z różnych powodów nie są dostępne w godzinach deficytu mocy, zamiast premiować tych dostawców mocy, którzy zawsze mogą dostarczyć do operatora moce w przypadkach ich deficytu. Obie metody pozwalają na wykorzystanie pełnego budżetu operacyjnej rezerwy mocy. Wprowadzenie strony popytowej może zapobiec ewentualnemu nadużywaniu pozycji dominującej przez wytwórców	***Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu***	Uwaga nie została uwzgledniona. Poziom wynagrodzenia za zdolności wytwórcze stanowiące ORM wynika z dwóch parametrów modelu rozliczeń: • ceny referencyjnej godzinowej operacyjnej rezerwy mocy (CRRM), • uzasadnionego kosztu pozyskania operacyjnej rezerwy mocy przez OSP (UKOR). Cena CRRM odzwierciedla jednostkowy koszt utrzymania zdolności wytwórczych w ramach ORM, natomiast koszt UKOR określa uzasadniony koszt pozyskiwania ORM. Oba parametry są określane dla roku obowiązywania Taryfy OSP.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			Celem zmiany wprowadzanej Kartą aktualizacji jest zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych na RB poprzez kształtowanie stawek wynagrodzenia za ORM na poziomie odpowiadającym kwocie uznanej przez Prezesa URE za uzasadniony koszt pozyskania ORM. W tym celu zostało wprowadzone rozliczenie uzupełniające miesięczne oraz roczne. Nie ulega przy tym zmianie maksymalna wartość zdolności wytwórczych stanowiących ORM. W dalszym ciągu określa ją cena CRRM. Jednak ze względu na wprowadzenie rozliczeń uzupełniających kontrola dotrzymania warunku w tym zakresie odbywa się w odniesieniu do ceny średniej za ORM dla wytwórcy w roku obowiązywania taryfy OSP, a nie tak jak obecnie w odniesieniu do ceny godzinowej. Propozycja zawarta w uwadze zakłada kształtowanie wartości godzinowych cen ORM bez ograniczeń. W wyniku tego średnie wynagrodzenie za zdolności wytwórcze danego wytwórcy mogłoby przekroczyć poziom uzasadniony, określony ceną CRRM, co byłoby niezgodne z założeniami mechanizmu ORM.

3.2. Uwagi szczegółowe

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	5.3.1.3.4.2.3	Wnosimy o doprecyzowanie zapisu i dopisanie w punkcie 5.3.1.3.4.2.3. ze chodzi o "cenę zamknięcia w danym dniu notowań " danego roku(instrumentu). Zdarza się, że niektóre z giełd nie są płynne na danym produkcie wówczas na koniec dnia podawana jest cena „settlement" która w przypadku braku notowań jest brana do wzoru.	***Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona. Giełdowe indeksy cenowe uprawnień do emisji CO_2 są wykorzystywane do wyznaczenia rozliczeniowej ceny uprawnień do emisji CO_2 (RC^{CO2}) stosowanej w rozliczeniach energii wymuszonej na RB. Cena RC^{CO2} nie jest ceną handlową lecz rozliczeniową, dlatego jest zasadne stosowanie do jej wyznaczenia cen giełdowych również o charakterze rozliczeniowym (ang. settlement price). Dodatkowym argumentem na rzecz stosowania giełdowych cen rozliczeniowych do wyznaczania ceny RC^{CO2} jest to, że ceny te są zawsze wyznaczane i publikowane przez giełdy. Warunek ten nie jest spełniony w przypadku cen wskazanych w uwadze, co w konsekwencji dla niektórych dni skutkowałoby ograniczeniem liczby cen giełdowych stosowanych do wyznaczenia ceny RC^{CO2}, a w skrajnym przypadku nawet koniecznością wyznaczenia ceny RC^{CO2} dla danej doby jako średniej z ostatnich trzech cen RC^{CO2} (pkt 5.3.1.3.4.2.7. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowi).
2.	6.4.3	Wnosimy o publikowanie godzinowych wielkości ZRB, które umożliwią uczestnikowi rynku przeprowadzenie głębszej analizy tworzenia ceny CRO. Prosimy aby informacje o wielkościach korygujących ZRB (pompowanie i redispatching) również były dostępne.	***Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.***	Uwaga została uwzględniona. Publikacja informacji na stronie OSP zostanie uzupełniona o wielkość ZRB. Zmodyfikowana treść pkt 6.4.5. jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu. Informacje dotyczące wielkości redispatchingu są obecnie publikowane na stronie OSP. Informacje o energii zużytej na pompowanie przez elektrownie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				szczytowo-pompowe będą publikowane po wejściu w życie Karty aktualizacji (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 10).
3.	6.4.5 (2)	Wnosimy o publikowanie poza dodatkową informacją o paliwie podstawowym również informacji o mocy brutto odpowiedniego pasma POBh i jego numeru (obecnie jest tylko wolumen netto i cena)	***Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona. W uwadze nie podano uzasadnienia potrzeby rozszerzenia zakresu publikowanych informacji. W związku z tym oraz ze względu na ryzyko, że rozszerzenie publikowanych informacji w zakresie wnioskowanym w uwadze, może w określonych przypadkach pozwolić na zidentyfikowanie ofert poszczególnych podmiotów (jednostek wytwórczych), uwaga nie może zostać uwzględniona.
4.	4.1.1.	Prosimy o doprecyzowanie zasad planowania do pracy jednostek świadczących usługę pracy interwencyjnej tak, aby zasady te były transparentne dla uczestników Rynku Bilansującego.	***TAURON Polska Energia S.A.***	Wyjaśnienie. Zasady planowania do pracy źródeł wytwórczych świadczących usługę IRZ są określone precyzyjnie. Ponieważ źródła te są jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD) w zakresie planowania ich pracy mają zastosowanie ogólne zasady określone w pkt 4 IRiESP z zastrzeżeniem pkt 4.1.1.6. Punkt ten wskazuje, że zaplanowanie do pracy JWCD świadczących usługę IRZ może następować tylko w sytuacjach, gdy bez tych JWCD nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych. Oznacza to wykorzystanie tych źródeł w ostatniej kolejności.
5.	6.4.4.	Prosimy o wprowadzenie dodatkowej informacji o rzeczywistej ilość energii zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych oraz rzeczywistej wielkości wymiany międzyoperatorskiej (redispatching). Obydwa te elementy mając wpływ na zmianę wielkości Zapotrzebowania Rynku Bilansującego (ZRB) wyznaczają cenę CRO, więc publikacja tych wielkości	***TAURON Polska Energia S.A.***	Uwaga została uwzględniona. Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 2.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		służy poprawie transparentności i wydaje się konieczna.		
6.	6.4.5.(2)	Proponujemy zastąpić publikowane obecnie zestawienia Przyjętych Ofert Bilansujących handlowych zestawieniami **rzeczywistych** stosów ofertowych wykorzystywanych przy wyznaczaniu cen CRO. Dodatkowo zakres publikowanych danych prosimy rozszerzyć o godzinową wielkość ZRB przyjętą do wyznaczania ceny CRO. Poprawiłoby to zdecydowanie transparentność systemu stanowienia cen na RB a tym samym stworzyłoby to lepszą możliwość stosowania konkurencyjnych strategii uczestników rynku.	***TAURON Polska Energia S.A.***	Uwaga została uwzględniona. Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5 oraz uwagę szczegółową nr 2.

4. Specyfikacja zmian do projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

W wyniku przeprowadzonych konsultacji z użytkownikami systemu wprowadzono następujące zmiany do projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Zmodyfikowano brzmienie następujących punktów (poniższa specyfikacja zmian odnosi się do poszczególnych punktów projektu Karty aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi):

6.4.5.	Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby *n* w dobie *n*+1 i zawierają:
(1)	Podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej:
	(1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
	(1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
	(1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
	(1.4) Ilość energii elektrycznej realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.
	(1.5) Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).
(2)	Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:
	(2.1) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na RB dla JG Wytwórczych aktywnych i JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).
	(2.2) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystane przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).
	(2.3) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.

	(2.4) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO).
	(2.5) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO_S, CRO_Z).
	(2.6) Cena za operacyjną rezerwę mocy (C^{OR}).
	(2.7) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).
	(2.8) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).
	(2.9) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).
	(2.10) Dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.
	(2.11) Koszt usługi praca interwencyjna.
	(2.12) Koszt usługi interwencyjna rezerwa zimna.