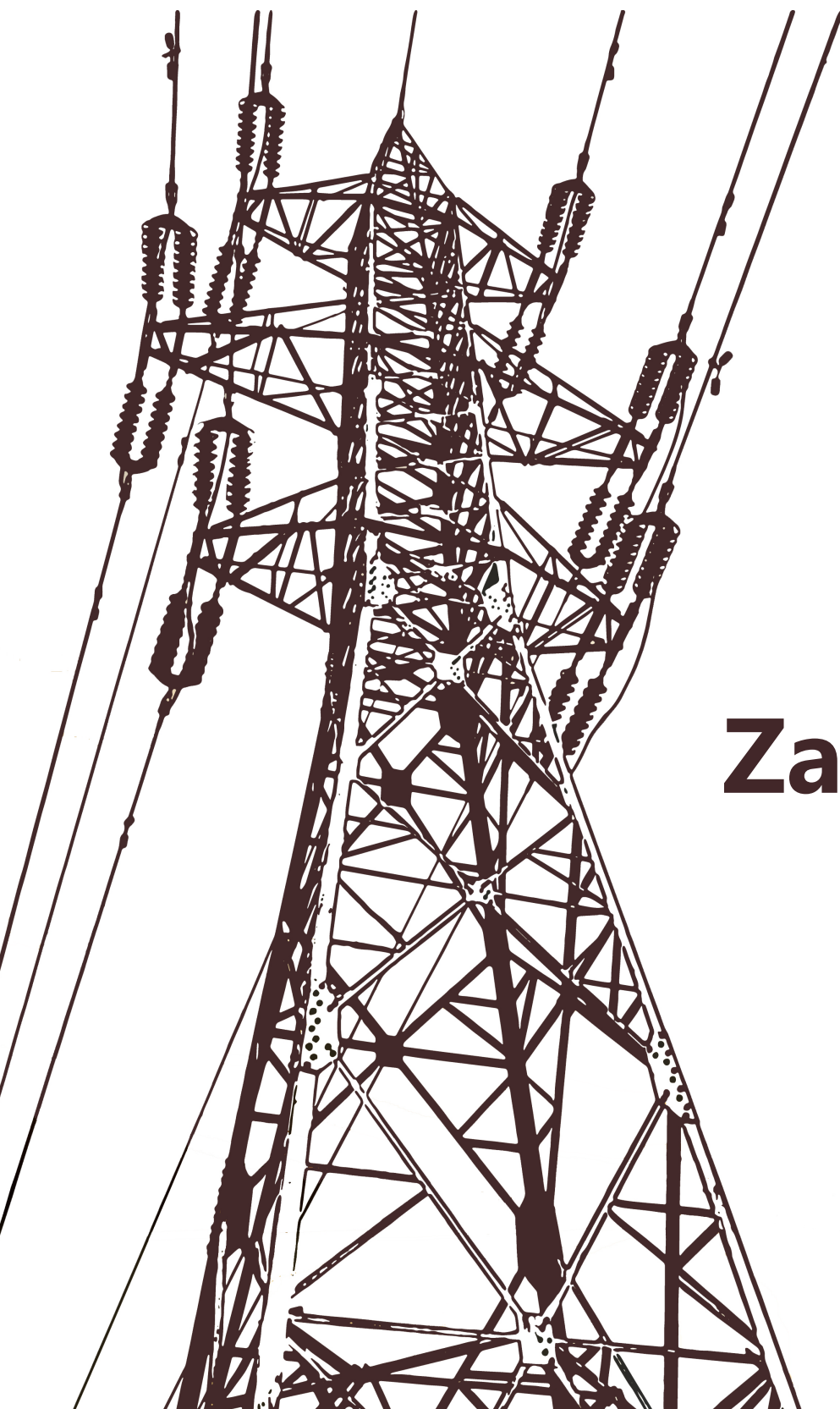


Rynek mocy

czyli jak uniknąć blackoutu

Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce



Załącznik II



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Szczegółowe propozycje zmian zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

W niniejszym dodatku prezentujemy rozwinięcie stanowiska PKEE w zakresie propozycji zmian zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych, za wyjątkiem operacyjnej rezerwy mocy oraz interwencyjnej rezerwy zimnej, które zostały szczegółowo opisane w głównej części raportu.

Jak wykazano w głównej części raportu, dynamiczny rozwój subsydiowanych OZE doprowadził do ujawnienia braku adekwatności jednotowarowego rynku energii elektrycznej (EOM) w kontekście ograniczeń wynikających z natury technicznej systemu elektroenergetycznego i wyzwań postawionych przed sektorem w ramach polityki klimatycznej Unii Europejskiej. W gospodarce rynkowej wartość dóbr jest pochodną równowagi pomiędzy popytem i podażą, a ciągła konkurencja doprowadza do obniżania cen produktów, czasami kosztem spadku ich jakości. W przypadku trwałej utraty rentowności aktywów, wytwórca powinien podjąć decyzję o wycofaniu ich z eksploatacji. Takie działanie ma na celu ograniczenie straty i należy do podstawowych zasad prowadzenia działalności gospodarczej. W realiach rynku energii elektrycznej standardy jakościowe są determinowane rygorystycznymi wymaganiami technicznymi, a brak możliwości magazynowania energii powoduje konieczność utrzymywania rezerwy mocy w jednostkach konwencjonalnych na okoliczność pokrycia zapotrzebowania szczytowego bądź nieplanowanego spadku generacji w OZE. Jednocześnie brakuje efektywnego mechanizmu wynagradzania zdolności wytwórczych, które są niezbędne w celu zagwarantowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Z uwagi na powyższe, pojawiło się realne ryzyko wystąpienia przerw w dostawach energii elektrycznej, które wywołało szeroką debatę na temat efektywności jednotowarowego rynku energii (EOM), jak również sposobów rozwiązania tego problemu przy uwzględnieniu dostępnych narzędzi rynkowych.

Dlatego w ramach PKEE, podjęliśmy wyzwanie zbadania zaistniałego problemu, jak również znalezienia rozwiązań systemowych, które cechowałyby się najniższym kosztem społecznym zapewnienia wymaganych wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Wyniki przeprowadzonych analiz jednoznacznie wskazują na potrzebę dalszej ewolucji obecnego modelu rynkowego (EOM plus) w kierunku, który zapewni maksymalizację dobrobytu społecznego i gwarancję bezpieczeństwa dostaw energii w okresie przejściowym, tj. do momentu uruchomienia pierwszych płaćności z rynku mocy. Takie podejście znajduje również swoje uzasadnienie w kategoriach dobra publicznego rozumianego jako powszechny dostęp do energii elektrycznej i stworzenie podstawowych warunków do dalszego rozwoju gospodarczego kraju. Dlatego jesteśmy przekonani, że rynki energii elektrycznej i usług systemowych powinny zostać zmodyfikowane w taki sposób, aby zapewniały efektywne ekonomicznie oraz bezpieczne wykorzystanie istniejących zasobów podażyowych i popytowych (ang. security constrained economic dispatch). Ewolucja tych rynków powinna pozwolić na prawidłową wycenę energii elektrycznej w momentach deficytu mocy, jak również ujawnić faktyczną wartość zdolności wytwórczych z punktu widzenia ich lokalizacji w systemie elektroenergetycznym i znaczenia dla dalszej integracji OZE. Należy podkreślić, że prawidłowa konstrukcja rynku energii elektrycznej i usług systemowych powinna doprowadzić do większej konkurencyjności ofert składanych na rynku mocy i w efekcie do obniżenia łącznych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Modyfikacja zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej

Ujednolicenie ograniczeń cenowych na rynkach hurtowych

Obecnie poszczególne segmenty hurtowego rynku energii elektrycznej cechują się zróżnicowanymi poziomami cen maksymalnych, które uniemożliwiają dokonanie prawidłowej wyceny strony podażowej w sytuacjach ekstremalnych. Ceny te kształtują się w następujący sposób:

- RB i RDN: 1 500 zł/MWh,
- RDS: 3 000 EUR/MWh,
- RDB: brak ograniczeń.

W celu odzwierciedlenia rzeczywistej wartości energii elektrycznej w sytuacjach deficytu mocy, konieczne jest podniesienie oraz ujednolicenie powyższych ograniczeń cenowych do poziomu wynikającego z VoLL bądź wytycznych będących elementem procesu tworzenia paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Należy w tym miejscu podkreślić, że wszelkie ograniczenia cenowe są sprzeczne z teorią rynku konkurencyjnego, gdzie wartość towaru powinna odzwierciedlać efekt gry pomiędzy popytem i podażą. Podniesienie limitów cenowych mogłoby skutkować dodatkowymi przychodami dla jednostek wytwórczych zagrożonych utratą rentowności, jak również doprowadzić do efektywnego zarządzania stroną popytową poprzez obniżanie zapotrzebowania przez odbiorców w godzinach szczytowych. Taki sposób stymulowania zachowania uczestników rynku mógłby się przyczynić do ograniczenia ryzyka wystąpienia zagrożenia niebilansowania KSE i tym samym do maksymalizacji dobrobytu społecznego.

Upłynnienie rynku dnia bieżącego poprzez zmiany zasad ofertowania na RB

Jednym z elementów mogących rozwiązać problem nieprawidłowej wyceny energii elektrycznej na rynku spot byłoby upłynnienie RDB poprzez zmiany zasad ofertowania na RB. W tym celu proponowane jest uaktywnienie wytwórców systemowych w ramach RDB poprzez harmonizację zasad składania i modyfikacji ofert bilansujących z wytycznymi stosowanymi obecnie w przypadku pozycji kontraktowych ZUSEB – tj. wprowadzenie możliwości modyfikacji ZOBH przez JWCD najpóźniej na 2 godziny przed okresem dostawy. Ciągła wycena zdolności wytwórczych mogłaby zaowocować obniżeniem kosztów bilansowania OZE oraz wpisuje się w koncepcję budowy paneuropejskiego rynku energii elektrycznej, zgodnie z wytycznymi określonymi w ramach kodeksów sieciowych.

Urealnienie wyceny elastyczności i lokalizacji mocy wytwórczych

Poprawnie skonstruowany zestaw usług systemowych powinien być uzupełnieniem jednotowego rynku energii (EOM i EOM plus) lub rynku mocy (CRM) w zakresie sygnałów lokalizacyjnych i prawidłowej wyceny elastyczności oferowanej przez wytwórców i aktywnych odbiorców (DSR). Jest to bardzo istotne dla zapewnienia stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego i dalszej integracji OZE w sytuacji kryzysu wywołanego zjawiskami missing money i missinf capacity. Dlatego, wzorem innych krajów europejskich (np. Czechów) należy zadbać, aby regulacyjne usługi systemowe nabrały na wartości z punktu widzenia aktywów będących gwarantem długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego. Obecnie regulacyjne usługi systemowe świadczono są głównie przez JWCD w ramach rynku technicznego, którego celem jest zapewnienie odpowiednich paramentów jakościowych zasilania w poszczególnych węzłach systemu przesyłowego.

Nasze propozycje, wzorowane również na rozwiązaniach zagranicznych, modyfikują katalog bądź specyfikację wybranych usług systemowych, tak aby zapewnić efektywność kosztową bezpiecznych dostaw energii elektrycznej i mocy w KSE. Proponowane rozwiązania mają głównie charakter kierunkowy więc liczymy na to, iż staną się punktem wyjścia do dalszej dyskusji przy udziale OSP i przedstawicieli sektora elektroenergetycznego.

Premia lokalizacyjna dla dostaw mocy w KSE

Przyjęty w kraju model tzw. „miedzianej płyty” nie zapewnia sygnałów lokalizacyjnych, które są charakterystycznym elementem rynków bazujących na cenach węzłowych (np. PJM w USA). Prawidłowo sparametryzowany zestaw usług systemowych powinien zapewnić wymagany poziom regulacyjności mocy i napięcia oferowanej w poszczególnych węzłach systemu przesyłowego przez wytwórców bądź aktywnych odbiorców (DSR). Jest to niezmiennie istotne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w dobie rosnącego wykorzystania niesterowalnych źródeł energii. Dlatego, generacja wymuszona, tuż obok bilansowania swobodnego rozliczanego na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia, jest jednym z głównych narzędzi niezbędnych w celu zapewnienia parametrów jakościowych zasilania.

Odzwierciedleniem rzeczywistej wartości lokalizacyjnej źródeł konwencjonalnych jest proponowane urealnienie płatności za generację wymuszoną względem obecnego statycznego algorytmu rozliczeń ($1,05 \times CW + K_{CO_2}$). Stosowana formuła cenowa stwarza bliskie pewności ryzyko straty wytwórców podczas uczestnictwa w generacji wymuszonej, ponieważ 5% wskaźnik korekcyjny nie uwzględnia spadku sprawności wytwarzania w funkcji obciążenia, a tym bardziej nie zapewnia pokrycia kosztów stałych, które w przypadku jednostek konwencjonalnych stanowią ok. 30-50% całkowitych kosztów produkcji.

W związku z powyższym postulujemy zwiększenie płatności za generację wymuszoną do poziomu zapewniającego pokrycie pełnych kosztów wytwarzania w jednostkach wytwórczych, które są niezbędne w celu zapewnienia bezpiecznych dostaw energii elektrycznej (np. do poziomu $1,2 \times CW + K_{CO_2}$).

Premia za elastyczność dostaw mocy do KSE

W związku z dynamicznym wzrostem wykorzystania niesterowalnych źródeł energii, w szczególności elektrowni wiatrowych i słonecznych, coraz większego znaczenia i wartości nabiera elastyczność regulacji mocy, która może być świadczona zarówno przez jednostki konwencjonalne, głównie elektrownie gazowe bądź jednostki opalane węglem kamiennym, jak i odbiorców zdolnych do redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Niestety obecny model funkcjonowania rynku energii elektrycznej nie gwarantuje odpowiedniego poziomu premii za elastyczność, ponieważ łączne wynagrodzenie wytwórców z tytułu świadczenia regulacyjnych usług systemowych (z wyłączeniem uruchomień, ORM oraz IRZ) nie przekraczają kilkuprocentowego udziału w ich przychodach ze sprzedaży. Jednocześnie istnieje szereg powodów, dla których elastyczność dostaw mocy w przyszłości wzrośnie. Wśród dominujących czynników należy wymienić:

- dalszy wzrost mocy zainstalowanej w niesterowalnych źródłach OZE głównie w kraju ale także w krajach sąsiednich, który jest stymulowany przez politykę klimatyczną Unii Europejskiej,
- istotny wzrost zapotrzebowania mocy w okresach szczytowych związany m.in. z coraz powszechniejszym wykorzystaniem energii elektrycznej na potrzeby systemów grzewczych i klimatyzacyjnych,
- wzrost jednostkowej mocy zainstalowanej w pojedynczych blokach jako efekt budowy jednostek wytwórczych klasy 900 MW i większych.

Ze względu na brak rozwiniętych technologii magazynowania oraz nadal znikomy stopień wykorzystania DSR, w najbliższych latach należy się spodziewać, że regulacyjne usługi systemowe będą świadczone głównie przez konwencjonalne jednostki wytwórcze, które już dzisiaj są głównym gwarantem dobrobytu społecznego rozumianego jako zapewnienie konkurencyjnego kosztowo i powszechnego dostępu do energii elektrycznej. Jednocześnie, zaburzenia cen energii elektrycznej na rynku hurtowym (powodowane rosnącą skalą rozwoju dotowanych źródeł OZE) doprowadziły do sytuacji, w której utrzymywanie jednostek niezbędnych w celu zapewnienia odpowiedniej ilości usług systemowych staje się problematyczne z przyczyn ekonomicznych.

Ta paradoksalna sytuacja, w której pomimo wzrostu popytu na usługi systemowe ich wartość nie rośnie, powinna naszym zdaniem doprowadzić co najmniej do refleksji nt. sposobu wynagradzania elastyczności w KSE.

W ramach przeprowadzonej analizy zidentyfikowaliśmy szereg usług systemowych, które w bardzo uproszczony sposób wyceniają wartość elastyczności nie gwarantując tym samym utrzymania odpowiedniego poziomu mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych mogących pełnić taką funkcję. Dlatego, proponujemy szereg poniższych działań nakierowanych na urynkowanie zasad rozliczeń w ramach rynku technicznego i tym samym na ujawnienie realnej wartości elastyczności z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i dalszej integracji OZE.

1. **Cena za udział jednostek wytwórczych w regulacji w każdej godzinie** jest obecnie wyznaczana na podstawie algorytmu $C = 0,05 \times CW$. Ze względu na fakt, realny koszt świadczenia takiej usługi jest kilkakrotnie większy, postulujemy za zwiększeniem wynagrodzenia, co najmniej do wielkości $C_{REG} = 0,15 \times CW$. Taki zabieg odzwierciedlałby wzrost znaczenia regulacji w zapewnianiu bezpieczeństwa pracy KSE.

2. Mechanizm kalkulacji ceny CW nie uwzględnia faktu, że bloki świadczące usługi systemowe rzadko pracują w stałym optymalnym punkcie pracy, ponieważ z reguły podążają za zmianami zapotrzebowania odbiorców bądź generacji w niesterowalnych OZE. Obecnie CW jest wyznaczana dla uśrednionych parametrów kosztowych, co niestety nie odzwierciedla rzeczywistych warunków pracy elektrowni konwencjonalnych i stwarza duże ryzyko strat po stronie wytwórców. Dlatego proponujemy, aby cena CW była kalkulowana przy uwzględnieniu rzeczywistych charakterystyk kosztowych bloków bądź co najmniej w oparciu o kilka przedziałów kosztowych (np. 3-5) reprezentujących charakterystyczne punkty pracy jednostek wytwórczych.

3. Powinien zostać wprowadzony element płatności za gotowość do świadczenia regulacji pierwotnej i wtórnej za każdą jednostkę mocy regulacji (MW), co pozwoli pokrywać w pełni koszty świadczenia tych usług wraz z niezbędną marżą zysku. Podstawą do wyliczenia należności może być pełny zakres mocy od minimum do maksimum obejmujący działanie regulacji pierwotnej i wtórnej przy cenie opartej o koszty stałe (np. 0,15 CW),

4. Podobnie w przypadku regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE) powinna istnieć opłata stała za gotowość do świadczenia takiej regulacji i jej wysokość powinna pokrywać w pełni koszty jej świadczenia wraz z niezbędną marżą zysku. Wysokość stawki może być ustalana indywidualnie dla każdego z dostawców usługi w drodze negocjacji cenowych lub przetargu,

5. Rozszerzenie katalogu regulacyjnych usług systemowych powinno uwzględniać charakterystykę techniczną KSE oraz rozwiązania znajdujące szerokie zastosowanie na rynkach zagranicznych cechujących się większym wykorzystaniem OZE. W tym przypadku należy głównie wziąć pod uwagę wprowadzenie następujących usług:

- rezerwę mocy dostępną w czasie do 5 min w zakresie wzrostu i spadku mocy,
- rezerwę mocy dostępną w czasie do 15 min w zakresie wzrostu i spadku mocy,
- rezerwę mocy dostępną w czasie do 30 min w zakresie wzrostu i spadku mocy,
- płatność za szerokość pasma regulacyjnego bloku,
- płatność za możliwość uruchomienia elektrowni od „zera” w układzie normalnym pracy sieci,
- płatność za możliwość pracy na potrzeby własne (system wydzielony, wyspa).

Eliminacja zakłóceń funkcjonowania jednотowarowego rynku energii

Kolejna grupą proponowanych działań naprawczych dotyczy wybranych elementów modelu funkcjonowania rynku energii elektrycznej, które w obecnym kształcie oceniamy za rozwiązania dysfunkcjonalne.

Wycena energii elektrycznej w sytuacji wprowadzenia ograniczeń w jej poborze

W naszej ocenie, wprowadzanie decyzji administracyjnych o redukcji popytu w sytuacji wystąpienia zagrożenia niebilansowania KSE jest sprzeczne z podstawowymi zasadami funkcjonowania rynku konkurencyjnego (podobnie jak limity cenowe na rynkach hurtowych), ponieważ zamyka możliwość ujawnienia rzeczywistej wartości energii elektrycznej w sytuacjach wyczerpania podaży (brak odzwierciedlenia elastyczności popytu). W celu odtworzenia sztucznie tłumionych sygnałów cenowych, które mają na celu zapewnienie utrzymania istniejących jednostek wytwórczych bądź rozwoju nowych źródeł szczytowych i wzrostu wykorzystania DSR, konieczne jest wprowadzenie równoległego mechanizmu administracyjnego wyznaczania ceny rozliczeniowej na rynku hurtowym w sytuacji wprowadzenia stopni zasilania.

Równe prawa w zakresie rynkowego zakupu energii elektrycznej

W obecnej sytuacji OSP posiada preferencyjne, nierynkowe warunki zakupu energii elektrycznej na potrzeby międzyoperatorskiej wymiany międzysystemowej, które jednocześnie obniżają poziom zapotrzebowania rynku bilansującego (ZRB). W związku z powyższym OSP korzysta z możliwości wymuszania produkcji w wybranych jednostkach wytwórczych w stałej cenie uwzględniającej jedynie 5% nadwyżkę ponad koszty zmienne wytwarzania, dzięki czemu uzyskuje uprzywilejowany dostęp do energii elektrycznej, którą wykorzystuje na potrzeby własnego bilansowania. Dlatego, postulujemy wprowadzenie stosownych zmian do IRiESP w zakresie usunięcia zależności ZRB od działań podejmowanych przez OSP w ramach tzw. redispatching'u.

Stosowanie aktualnego modelu uwzględniania redispatchingu w mechanizmie ustalania cen RB doprowadziło w pierwszej połowie 2016 roku do spadku przychodów źródeł konwencjonalnych w wysokości ok. 180 mln PLN. Chociaż jako podstawowe remedium proponujemy po prostu usunięcie tej zmiany, to dopuszczalne wydaje się również zrekompensowanie utraconych przychodów poprzez zwiększenie budżetu ORM bądź stworzenie odrębnego mechanizmu wynagradzania źródeł uruchamianych w związku z podejmowanymi działaniami międzyoperatorskimi. Podkreślamy jednak, że w przypadku dalszego wykorzystania redispatchingu, w taki sposób i na taką skalę jak w pierwszej połowie 2016 roku, najbardziej stabilnym rozwiązaniem jest jego uwzględnienie w ZRB, co zapewniłoby powrót do konkurencyjnego trybu zakupu energii przez OSP i konkurencyjnego wynagrodzenia wytwórców za jej produkcję.

Koszty usuwania ograniczeń sieciowych

Obecnie OSP przenosi część kosztów usuwania ograniczeń sieciowych na wytwórców energii elektrycznej poprzez wspólne bilansowanie JGWr. Dzieje się tak, gdy ograniczenia sieciowe powodują konieczność wzrostu generacji wytwórczej w wybranych jednostkach należących do danej Spółki, a spadek w innych. W związku z tym, że każdy wytwórca dobiera grafik jednostek wytwórczych na które alokuje swoją sprzedaż w sposób optymalny ekonomicznie, to operacja zamiany jednostek produkujących energię w ramach jednej Spółki powoduje dodatkowe koszty

produkcji. Część kosztów takich operacji zwraca wytwórcom w postaci usługi rekompensacji kosztów realokacji USE.

Postulujemy zmianę działań OSP polegającą na zwrocie pełnej zmiany kosztów wytwarzania, która powstaje w wyniku usuwania ograniczeń sieciowych przez OSP.



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

www.pkee.pl