

Szanowny Pan Dyrektor
Tomasz Sikorski

**Polskie Sieci
Elektroenergetyczne
Operator S.A.**

ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

dotyczy: koncepcji aktywnego udziału odbiorców na rynku bilansującym

Szanowny Panie Dyrektorze,

Mając na uwadze współpracę pomiędzy PSE Operator S.A. oraz Towarzystwem Obrotu Energiją (TOE) w obszarze zmian rynku energii elektrycznej w Polsce pragniemy poinformować, że zaprezentowana podczas spotkania w dniu 16 listopada 2011 r. Państwa propozycja dotycząca włączenia odbiorców energii elektrycznej do aktywnego udziału w Rynku Bilansującym (RB) w Polsce spotkała się z dużym i pozytywnym zainteresowaniem spółek obrotu - Członków TOE.

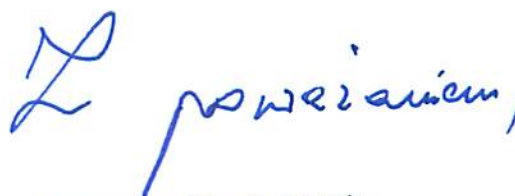
Przedstawiona koncepcja była przedmiotem szerzej analizy oraz dyskusji w ramach listopadowego posiedzenia Rady Zarządzającej TOE oraz grudniowych spotkań zespołów zadaniowych TOE, w tym podczas spotkania Zespołu ds. Rynku Bilansującego w dniu 20 grudnia 2011 r. Poniżej prezentujemy uwagi i komentarze TOE odnoszące się do spraw zasadniczych, przedstawionych w materiale PSE Operator S.A. W załączniku do pisma przesyłam uwagi szczegółowe dotyczące poszczególnych części materiału.

1. Proponowane rozwiązania w zakresie wdrożenia mechanizmów aktywnego udziału odbiorców energii elektrycznej w bilansowaniu zasobów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście zapewnienia długofalowego bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego wydają się jak najbardziej uzasadnione i konieczne. Prace związane z tym tematem powinny zostać zintensyfikowane, tak aby jak w najkrótszym czasie było możliwe wdrożenie rozwiązań praktycznych w obszarze.
2. Możliwość aktywnego bezpośredniego udziału w RB odbiorców, w szczególności korzystających z TPA, wymaga daleko idącej współpracy ze sprzedawcą energii elektrycznej oraz podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe już na etapie podpisywania kontraktu. Warunki stosowane w kontraktach/umowach sprzedaży energii elektrycznej (szczególnie dla dużych wolumenów) mogą generować dla JG_{0a} dodatkowe ryzyko redukujące istotnie korzyści z udziału w RB. W związku z tym racjonalne, nawet dla dużych odbiorców, będzie aktywne korzystanie z RB poprzez URBpo.
3. Propozycja skierowana jest zasadniczo do dużych odbiorców przemysłowych. Zdaniem TOE z istotnych powodów korzystne byłoby włączenie do aktywnego udziału w RB szerszej grupy średnich (a może i mniejszych) odbiorców przemysłowych, których bezpośredni udział jest praktycznie wykluczony ze względu na postawione wymagania (WIRE, SOWE) i związane z tym koszty. Z drugiej strony spółki obrotu zrzeszone w TOE wyrażają duże zainteresowanie uruchomieniem działalności w tym obszarze jako URBpo agregujący grupy JG_{0a}. W tym kontekście widzimy potrzebę szerszego niż w przedstawionej koncepcji potraktowania tego rozwiązania.
4. Biorąc pod uwagę stopień rozwoju i planowane zmiany generacji wiatrowej należałoby, wg nas, rozważyć możliwość zgłaszania przez odbiorców końcowych ofert przyrostowych.
5. Wydaje się zasadne umożliwienie właścicielom jednostek grafikowych odbiorczych aktywnych dostępu online'owego do danych o bieżącym zużyciu energii elektrycznej przez obiekty skoncentrowane w JG_{0a}, czyli częstsze niż obecnie przekazywanie danych przez poszczególnych OSD do URB (agregatorów) w zakresie energii zużytej przez poszczególne obiekty zlokalizowane w JG_{0a}.

6. Doprecyzowania wymaga sprawa własności urządzeń skoncentrowanych w ramach JG_{Oa}. Wydaje się zasadnym doprecyzowanie iż właściciel JG_{Oa} (agregator) nie musi być właścicielem urządzeń skoncentrowanych w JG_{Oa} (analogia do JG_{ZW}, której właściciel nie musi być właścicielem instalacji zlokalizowanych w ramach JG_{ZW}).
7. Wydaje się konieczne doprecyzowanie uzasadnienia dlaczego oferty bilansujące odbiorców będą brały udział w pokryciu zapotrzebowania, bez możliwości udziału w spełnianiu ograniczeń sieciowych (lub rozważanie rozszerzenia planowanych do wprowadzenia zmian o udział tych JG_{Oa} w spełnianiu ograniczeń sieciowych).

Naszym zdaniem przedstawiona koncepcja sprzyja dalszemu rozwojowi konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce oraz może być istotnym elementem wspierającym wykorzystanie inteligentnej sieci „*smart grid*”. TOE uważa, że dalsze prace nad wdrożeniem przedstawionej koncepcji powinny być kontynuowane.

Jednocześnie deklarujemy pełną współpracę w przedstawionym temacie, w szczególności w odniesieniu do rozwiązań mających wpływ na wdrożenie i wykorzystanie prezentowanej koncepcji przez zainteresowane podmioty w działalności operacyjnej.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Z powierzeniem,".

Towarzystwo Obrotu Energiją
Dyrektor Biura

Marek Kulesa

Załącznik. Komentarz (rozszerzony) do materiału informacyjnego PSE Operator „Aktywny Odbiorca energii elektrycznej na Rynku Bilansującym w Polsce”

Zawarte poniżej propozycje mają na celu rozszerzenie zaproponowanego katalogu podmiotów mogących występować w roli „Aktywnego Odbiorcy” lub Agregatora jako nowych uczestników Rynku Bilansującego (RB), a tym samym uatrakcyjnić RB jako nowy obszar działalności i poprawić jego funkcjonowanie.

Zaprezentowana Koncepcja wydaje się dobrze uwzględniać i adresować sytuację podmiotów posiadających stosunkowo duże, sterowalne i przewidywalne odbiory, którzy dzięki postulowanym zmianom mogliby samodzielnie występować na RB.

Poniższe propozycje idą w kierunku zainteresowania rozproszonych odbiorców aktywnych i Agregatorów ponoszeniem dodatkowych kosztów o charakterze CAPEX i OPEX w celu sfinansowania nakładów na rozbudowę infrastruktury niezbędnej dla zarządzania popytem oraz pokrycia kosztów uczestnictwa w RB. Korzystamy tu z doświadczeń i modelu rynku opartego na działalności agregatorów, który z dużym powodzeniem wdrażany jest USA czy Wielkiej Brytanii i przyczynia się do realnej poprawy jakości funkcjonowania RB.

W związku z powyższym poniżej, przedstawiamy listę zagadnień, pytań oraz konkretnych propozycji, opartych na dotychczasowych własnych pracach analitycznych i badawczo-rozwojowych, których wyjaśnienie lub uwzględnienie może pozytywnie przyczynić się do rozwoju przedstawionej przez PSE Operator Koncepcji. Jednocześnie deklarujemy pełną gotowość współpracy koncepcyjnej w tym zakresie oraz wsparcia merytorycznego w realizacji projektów pilotażowych dla tego typu rozwiązań, które będą nie tylko źródłem bezcennych informacji technicznych i operacyjnych, ale również realnym wskaźnikiem do oceny potencjału tego rodzaju działań w Polsce.

1. Dodatkowe elementy koncepcji wspierające rozwój funkcji agregacji popytu

- 1.1. Włączenie do katalogu Uczestników Rynku Bilansującego mogących posiadać Jednostki Grafikowe Odbiorcze podmiotów zajmujących się agregacją popytu.
- 1.2. Skorygowanie (poprzez rozluźnienie) warunku formalnego w postaci: *„Warunkiem formalnym posiadania JG_{Ob} przez URB i zgłaszania dla niej danych handlowych i technicznych na RB, będzie posiadanie umowy przesyłania z OSP”*. W praktyce oznacza to, że nie mogłyby w pełni funkcjonować na rynku podmioty, które będą konsolidować popyt podmiotów podłączonych do sieci poprzez OSD. Poza tym wyklucza to zarządzanie popytem w oparciu o jednolite zachowanie małych odbiorników należących do dużej grupy odbiorców (np. odcięcie klimatyzatorów w dużej grupie indywidualnych gospodarstwach domowych nie mieści się w opisanej formule).
- 1.3. Koncepcja wymaga od URB *„Zgłaszania do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii”*, co oznacza, że może to zrealizować wyłącznie podmiot, który może być

stroną takiej umowy. Agregator popytu nie może zawierać z odbiorcą aktywnym umowy sprzedaży energii, w świetle obecnych przepisów jest to kompetencją zarezerwowaną dla przedsiębiorstw obrotu.

- 1.4. Koncepcja nie uwzględnia również możliwości technicznych natychmiastowej prognozy odpowiedzi popytu, która mogłaby działać w miejsce mechanizmów deklaracji. Prognozę taką mogą zapewnić agregatorzy popytu. W sytuacji, w której prognozy generacji mocy są coraz bardziej utrudnione ze względu na wzrost liczby OZE, poszukiwanie bardziej elastycznych metod jest w pełni pożądane i uzasadnione.
- 1.5. Wydaje się, że problem finansowania niezbędnych inwestycji może być zmniejszony jeżeli dopuścimy sytuację, w której Odbiorca Aktywny bądź Agregator oprócz uczestnictwa w RBB i RBN będzie mógł zawierać umowy długoterminowe z OSP (lub odpowiednio OSD) na wykonywanie wyodrębnionych usług regulacyjnych i prognostycznych na warunkach określonych w ramach osobnych umów.

2. Rozważenie adaptacji modelu agregacji popytu z innych rynków

- 2.1. Przyjęty w USA i w Wielkiej Brytanii model zakłada uzyskiwanie przez odbiorców lub agregatorów korzyści finansowych nie tylko za redukcję obciążenia (dokonaną i potwierdzoną w odpowiedni sposób), lecz także za pozostawanie w gotowości do wykonania/zaakceptowania polecenia redukcji obciążenia. Wprowadzenie takiego mechanizmu, jako uzupełniającego mechanizm RB, ułatwi mniejszym odbiorcom aktywnym i przyszłym agregatorom działającym komercyjnie przygotowanie i przeprowadzenie niezbędnych działań inwestycyjnych (działania takie będą niezbędne ze względu na wymogi techniczne nałożone w koncepcji na URB).
- 2.2. Potencjał tkwiący w mechanizmach DSR wynika nie tylko z dobowej i sezonowej zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną, lecz także w możliwości uruchomienia określonych mechanizmów zmierzających do redukcji poboru energii w razie wystąpienia zdarzeń awaryjnych, jak na przykład awaria linii przesyłowej lub niemożliwy do skompensowania /zbilansowania w krótkim czasie niedobór mocy wytwórczych (w tym niedobór np. mocy biernej, prowadzący do zapadu napięcia). Odbiorcy Aktywni, a jeszcze w większym stopniu agregatorzy, mogą świadczyć tego typu usługi. Celowe, wydaje się na tym etapie, przedyskutowanie, czy uczestnictwo w RB wg zaproponowanej koncepcji pozwoli w pełni wykorzystać te mechanizmy wraz z ich potencjałem. Jednocześnie, proponujemy rozważenie uzupełnienia zaprezentowanej koncepcji zarządzania stroną popytową o mechanizmy wsparcia DSM (Demand Side Management) rozumianego jako zbiór działań zmierzających do spłaszczenia krzywej popytu, poprzez oddziaływanie na klientów. W tym zakresie korekta odbioru może być powiązana z tymi samymi urządzeniami, które są przedmiotem opracowania. Pozwoli to uniknąć wątpliwej „konkurencji”, w której Odbiorca Aktywny będzie decydował, w której wersji programu – deklaracji

obniżenia popytu (DR – Demand Response) czy w programie taryfowym (DSM) w danym momencie weźmie udział. Wg naszej propozycji programy taryfowe i bodźcowe mogą się wzajemnie przenikać i uzupełniać, z powodzeniem realizując zamierzenia biznesowe i techniczne zarówno sprzedawców energii jak i operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego.

3. Inne zagadnienia aktywnego udziału odbiorców w RB

Zgodnie z opracowaniem, „z bilansowego punktu widzenia usługa ograniczenia poboru mocy jest równoważna usłudze zwiększenia generacji przez wytwórcę”. Należy tu jednak uwzględnić, że takie stwierdzenie jest prawdziwe wyłącznie w horyzoncie czasowym odpowiadającym średniemu czasowi reakcji klientów na programy DR (np. 24h) - tak jak ma to miejsce w zaproponowanym modelu. Zwiększenie (a bardziej ogólnie „dostosowanie”) generacji przez wytwórców (za pomocą kolejnych stopni układów regulacji nadążnej) jest możliwe w ciągu kilkudziesięciu sekund. Podobna efektywność regulacji po stronie popytowej jest również możliwa, jednak musi być oparta na systemach automatyki podłączonych do systemów regulacyjnych na zasadzie podobnej do systemów zarządzania generacją.

4. Rozwiązania szczegółowe aktywnego udziału odbiorców w RB

- 4.1. W omawianym opracowaniu zaplanowano związanie Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego z miejscami przyłączenia sterowalnych odbiorów energii, co niewątpliwie zwiększa dokładność i elastyczność proponowanego modelu. Aktywne uczestnictwo odbiorców w RB pociąga za sobą konieczność spełnienia dodatkowych wymagań technicznych, spośród których najważniejsze to „indywidualne liczniki zużycia energii z bezpośrednim dostępem OSP do pomiarów [...]” – wydaje się, że należy uwzględnić w tym zakresie zagadnienia własności danych pomiarowych i dostępu do nich (w tym koncepcję Niezależnego Operatora Pomiarów). Ma to szczególne znaczenie dla mniejszych odbiorców aktywnych, dla których trudno będzie zrealizować praktycznie bezpośredni dostęp OSP do ich liczników.
- 4.2. „Podstawowe dane przekazywane do OSP w części handlowej” - brak jest parametru określającego czas do wykonania zdarzenia redukcji obciążenia od momentu jego zgłoszenia lub zakontraktowania. Typowo, im krótszy jest horyzont czasowy zdarzenia redukcyjnego, tym jego cena jest wyższa (praktyka funkcjonowania rynku m.in. w USA).
- 4.3. „Podstawowe dane przekazywane do OSP w części technicznej” – brak jest parametru „maksymalny czas trwania redukcji”, o ile w zamyśle autorów ten aspekt nie jest powiązany z ‘pasmami redukcji obciążenia’ z handlowej części oferty bilansującej. Zasadne wydaje się jasne określenie postulowanego parametru w części technicznej oferty.”

Warszawa, 2011.12.21

Towarzystwo Obrotu Energią
Dyrektor Biura

Marek Kulesa