

USŁUGI BILANSOWANIA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

dr inż. Paweł Bućko / Politechnika Gdańska

1. OPERATORZY SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH ORAZ FIRMY OBROTU JAKO ORGANIZATORZY LOKALNYCH RYNKÓW BILANSUJĄCYCH

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i lokalne firmy obrotu są pasywnymi, obligatoryjnymi uczestnikami rynku bilansującego (RB). Oznacza to dla nich, że nie mogą (w aktualnych uwarunkowaniach) składać ofert cenowych na ten rynek. Odchylenia od pozycji kontraktowych rozliczane są według bieżących cen rozliczeniowych odchylenia (CRO, CROs, CROz), które ustalane są na podstawie ofert bilansujących elektrowni systemowych (JWCD). OSD i firmy obrotu ustalają na potrzeby rynku bilansującego swoją pozycję kontraktową, wynikającą z zakupów energii dokonanych na podstawie prognoz zapotrzebowania. Proces prognozowania jest kluczowy dla takich podmiotów. Podstawową zmienną decyzyjną, decydującą o rozliczeniach na rynku bilansującym, jest właściwa prognoza obciążenia, obejmująca liczną grupę obsługiwanych odbiorców i lokalnych wytwórców. Dokonanie bardzo dokładnej prognozy bilansu mocy we własnej sieci nie jest możliwe ze względu na losowy charakter wielu zjawisk wpływających na zapotrzebowanie.

Uzyskiwanie zadowalającej dokładności prognozy nie jest możliwe dla większości spółek obrotu (szczególnie spółek obsługujących rozproszonych odbiorców). Chcąc zminimalizować swoje koszty bilansowania, spółki obrotu przyjmują różne strategie, polegające bądź na trwałym niedokontraktowaniu lub przekontraktowaniu w reakcji na poziomy cen na rynku bilansującym w dobach poprzednich. Oznacza to celowe zawyżanie lub zaniżanie własnych prognoz zapotrzebowania. Efektem takiego stanu rzeczy są znaczne koszty uczestnictwa spółek obrotu w rynku bilansującym. Obecnie koszty te wynoszą kilka procent w stosunku do całkowitych kosztów zakupu energii na potrzeby firm obrotu.

Aktualnie firmy obrotu wykorzystują do zmniejszenia swoich kosztów uczestnictwa w bilansowaniu jedynie różne strategie kontraktowania oraz podejmują różnorodne próby w celu poprawy prognozowania zapotrzebowania obsługiwanych odbiorców i lokalnych wytwórców. Firmy obrotu starają się dyscyplinować większych odbiorców, wymuszając na nich dostarczanie własnych prognoz zapotrzebowania. Skuteczność takich działań jest jednak ograniczona. Dokładność własnych prognoz lokalnych wytwórców i odbiorców, przy braku silnych argumentów ekonomicznych, jest niewielka. Prognozowanie własnych obciążeń dotyczy jedynie największych odbiorców – w przypadku odbiorców rozproszonych działania takie są nieskuteczne.

Zwiększanie udziału odbiorców niespokojnych oraz wytwórców we własnej sieci powoduje, że problem rosnących kosztów bilansowania będzie narastał. Przy braku efektywnych sposobów poprawy dokładności prognozowania bilansu mocy we własnej sieci alternatywą może być aktywne kontrolowanie i kształtowanie tego bilansu poprzez wykorzystanie zdolności regulacyjnej lokalnych wytwórców i odbiorców. Operator systemu dystrybucyjnego powinien dążyć do stworzenia lokalnego rynku usług bilansujących, którego celem będzie:

- poprawa bezpieczeństwa pracy lokalnej sieci
- ograniczenie kosztów uczestnictwa w systemowym rynku bilansującym

Streszczenie

Na podmiot odpowiedzialny za prowadzenie ruchu sieci (operatora) nałożonych jest wiele obowiązków na rzecz ogółu uczestników rynku energii. Jednym z podstawowym jest konieczność zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i niezawodności jej dostaw.

Usługi systemowe obejmują ogół działań związanych z utrzymaniem jakości energii, pewności dostawy energii oraz możliwości poprawnej realizacji dostaw wynikających z kontraktów na energię elektryczną w połączeniach międzysystemowych oraz wewnątrz systemu.

W artykule omówiono rolę operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz przedsiębiorstw obrotu ener-

gią jako pośredników w dostawie usług systemowych, agregujących możliwości rozproszonych podmiotów na rynku energii (odbiorców i wytwórców). Omówiono zasady funkcjonowania grup bilansujących oraz pozyskanie rezerw mocy wśród odbiorców poprzez wykorzystywanie technik oddziaływania na stronę popytową (DSM). W artykule zawarto opis koncepcji funkcjonowania zdecentralizowanego systemu pozyskania rezerw mocy i energii bilansującej w systemie.

- wykorzystanie lokalnych możliwości regulacyjnych podmiotów rynku (wytwórców i odbiorców)
- ograniczenie kosztów przesyłu energii
- ograniczenie kosztów rozbudowy infrastruktury sieciowej.

Obecnie możliwości techniczne lokalnego bilansowania nie są przez operatorów wykorzystywane. Przy dalszym rozwoju mechanizmów rynkowych na rynku energii oraz przy pojawiających się rozproszonych źródłach energii brak działań w tej dziedzinie będzie musiał być kompensowany przez operatorów systemów dystrybucyjnych rozbudową infrastruktury sieciowej oraz rosnącymi kosztami uczestnictwa w rynku bilansującym.

Wykorzystanie lokalnych podmiotów do bilansowania może być zrealizowane poprzez powołanie przez OSD lokalnych rynków bilansujących lub poprzez tworzenie przez firmy obrotu tzw. grup bilansujących, obejmujących obok podmiotów niespokojnych, podmioty posiadające możliwość elastycznej zmiany swojej produkcji lub poboru. Łączne zgłoszenie takiej grupy na rynek bilansujący jako jednej jednostki grafikowej może być korzystne dla uczestniczących w grupie bilansującej podmiotów.

Firma obrotu powinna zaproponować system rozdziału korzyści z funkcjonowania grupy bilansującej na uczestniczące w niej podmioty. Dla podmiotów niespokojnych korzyść z przystąpienia do grupy bilansującej będzie wynikała głównie z ograniczenia kosztów bilansowania własnej pozycji kontraktowej. Dla uczestników aktywnych grupy bilansującej korzystne będą możliwości uzyskania dodatkowych przychodów z tytułu świadczenia usługi regulacyjnej.

2. WYKORZYSTANIE USŁUG REGULACYJNYCH POPRZEC GRUPĘ BILANSUJĄCĄ

Grupa bilansująca (GB) jest rodzajem umowy pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej (odbiorcami, wytwórcami, firmą obrotu), którzy działają wspólnie na rynku bilansującym. Zgłaszają oni do OSP (operatorów systemów przesyłowych) jeden skumulowany grafik handlowy dla wspólnej jednostki grafikowej, będący sumą grafików każdego z podmiotów.

Podstawowym celem powołania grupy bilansującej jest ograniczenie kosztów rozliczeń na rynku bilansującym firm obrotu i innych uczestników rynku o trudno przewidywalnym planie poboru/produkcji. Warunkiem opłacalności powołania grupy bilansującej jest możliwość osiągnięcia zysku, który będzie wystarczająco duży, by opłacić wszystkie koszty związane z działalnością grupy. Ponadto korzyść proponowana każdemu z uczestników musi być na tyle atrakcyjna, by nakłonić go do wzięcia udziału w tym przedsięwzięciu. Zadaniem podmiotu organizującego grupę bilansującą jest określenie zasad jej działania, w tym regulaminu wewnętrznego GB, zasad podziału przychodów i kosztów pomiędzy uczestników. Organizatorem i operatorem grupy bilansującej jest najczęściej przedsiębiorstwo obrotu, choć możliwość powoływania GB mają wszyscy uczestnicy RB, którzy mogą posiadać jednostki grafikowe odbiorcze.

Aby stworzenie grupy bilansującej było możliwe, uczestnicy muszą spełniać wiele warunków:

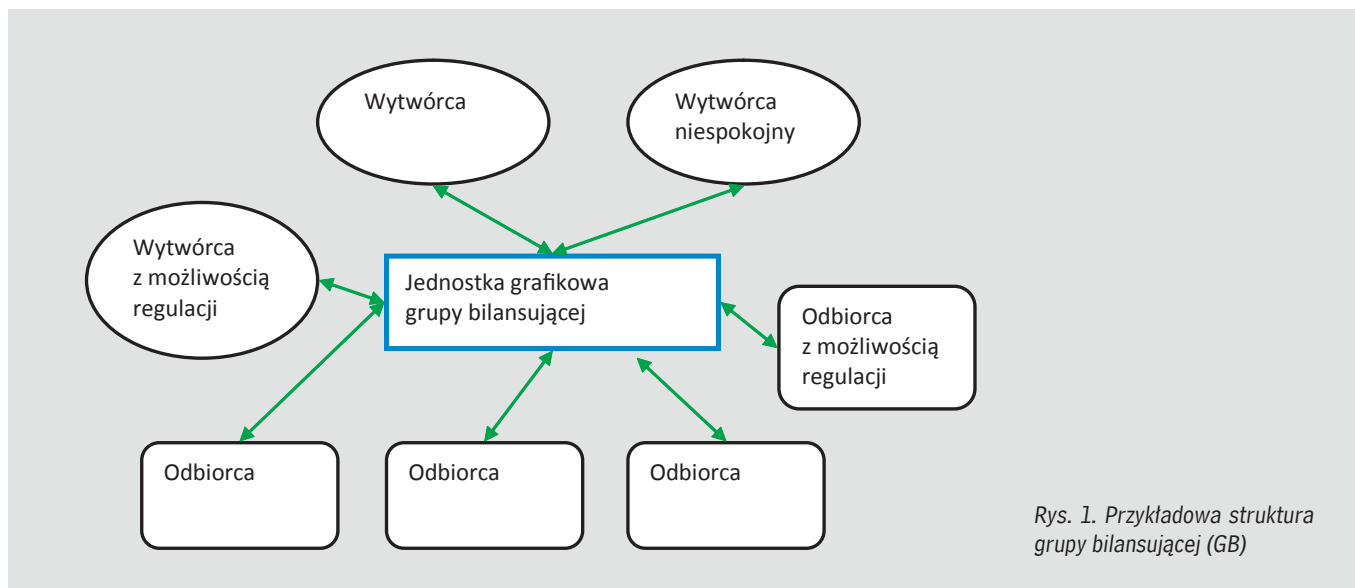
- podmioty przyłączone są do sieci (przesyłowej lub rozdzielczej)
- posiadają rozdzielone umowy na zakup/sprzedaż i dystrybucję energii
- posiadają zgodne z IRIESD systemy pomiarowe
- aktywnie uczestniczą w zakupie/sprzedaży energii, wykorzystując zasadę TPA.

Zadania operatora GB polegają na:

- szeroko pojętym zarządzaniu grupą bilansującą
- konieczności ponoszenia kosztów związanych z utrzymaniem infrastruktury umożliwiającej integralne funkcjonowanie grupy

- przejęciu ryzyka związanego z prowadzeniem grupy
- przejęciu na siebie obowiązków rozliczania się z OSD i OSP uczestników grupy
- rozliczaniu z podmiotami zewnętrznymi i wewnątrz grupy.

Na rys. 1 przedstawiono schematycznie przykładowy skład grupy bilansującej. Najczęściej GB obejmują podmioty bez możliwości istotnej regulacji własnego poboru lub produkcji energii. W takim przypadku korzyści z funkcjonowania grupy polegają głównie na wykorzystaniu efektu niejednoczesności występowania niezbilansowania u uczestników grupy i wzajemnego kompensowania błędów prognoz. Jeżeli w skład grupy wchodzi także podmioty mające techniczne możliwości regulacji własnego poboru lub generacji, mogą one świadczyć na rzecz grupy usługę bilansowania. Korzyści z powołania grupy są wtedy uzupełniane o możliwość aktywnego bilansowania energii GB i istotnego zmniejszenia kosztów rozliczeń z RB.



Obecnie aktywnymi uczestnikami RB są: jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), aktywne jednostki grafikowe OSP oraz jednostki wytwórcze centralnie koordynowane (JWCK). Ze względu na wykorzystywanie dyspozycyjności tych jednostek przez OSP w ramach RB, muszą one być reprezentowane przez specjalnie definiowane jednostki grafikowe i nie jest możliwe włączanie ich w skład grup bilansujących. W skład GB mogą być agregowani odbiorcy końcowi i uczestnicy sieci dystrybucyjnej (USD), którzy są przyłączeni do sieci rozdzielczych nieobjętych bezpośrednio obszarem RB. Jako USD mogą być klasyfikowani zarówno odbiorcy, jak i wytwórcy energii (nieobjęci centralną koordynacją). Włączenie tych podmiotów w skład GB jest możliwe niezależnie od posiadanego atrybutu lokalizacji, przypisanego na podstawie regulaminu RB [3]. W celu agregacji takich podmiotów są wykorzystywane „wirtualne” miejsca dostarczenia energii (MB), tzw. punkty ponad siecią. W skład GB mogą więc wchodzić odbiorcy oraz jednostki wytwórcze pasywne (głównie źródła rozproszone) niezależnie od lokalizacji w sieci.

GB funkcjonuje na RB w ramach zgłoszonej jednostki grafikowej odbiorczej (JG_o). W ramach tej jednostki agregowane są miejsca dostarczenia (fizyczne i poza siecią) przypisane do uczestników wchodzących w skład GB. Włączenie podmiotów w skład jednostki grafikowej wymaga uzgodnienia z OSP oraz z właściwym OSD (jeśli miejsce dostarczenia znajduje się w sieci dystrybucyjnej).

Organizatorem (podmiotem zarządzającym) GB może być uczestnik RB, do którego należeć może jednostka grafikowa odbiorcza. Zgodnie z regulaminem [3] uczestnikami RB, którzy mogą posiadać JG_o i w jej ramach prowadzić bilansowanie grupowe, są:

- wytwórcy (URB_w)
- odbiorcy sieciowi (URB_{OSD})
- odbiorcy końcowi (URB_{OK})
- przedsiębiorstwa obrotu (URB_{PO}).

W trzech ostatnich grupach uczestników RB posiadanie przynajmniej jednej jednostki grafikowej odbiorczej jest obligatoryjne.

Korzyści, których oczekuje się w wyniku funkcjonowania GB, mogą wynikać z dwóch zasadniczych przyczyn:

- wzajemne kompensowanie się odchyłeń prognostycznych podmiotów wewnątrz grupy, skutkujące realnym samokompensowaniem się jednostki grafikowej grupy, a tym samym obniżeniem kosztów bilansowania
- wykorzystanie usługi regulacyjnej świadczonej na rzecz grupy przez wytwórców lub odbiorców posiadających możliwości regulacji własnych obciążeń i aktywnego kompensowania wynikowego niezbilansowania jednostki grafikowej grupy w celu obniżenia kosztów bilansowania.

Osiągnięcie drugiego efektu jest możliwe jedynie w grupach bilansujących, w skład których wchodzi wytwórcy lub odbiorcy z możliwością regulacji obciążenia. Dodatkowo organizacja takiej GB wymaga dodatkowo ustalenia zasad wykorzystywania mocy regulacyjnej przez podmiot nadrzędny grupy oraz przyjęcia zasad rozliczeń za świadczenie usługi bilansowania energii na rzecz grupy.

Łatwiejsza jest organizacja GB, w skład której wchodzi tylko podmioty niewykorzystujące możliwości regulacji własnych obciążeń. Osiągane są wtedy korzyści wynikające z wzajemnego kompensowania się odchyleń prognostycznych. Efekty takie są wysokie w przypadku rynku bilansującego funkcjonującego w warunkach istotnego rozchylenia cen zakupu (CRO_z) i sprzedaży (CRO_s). Istotna różnica cen przy niezbilansowaniu dodatnim i ujemnym powoduje, że wewnątrz GB naturalnie pojawia się możliwość korzystniejszego funkcjonowania podmiotów (niż w przypadku samodzielnego funkcjonowania na RB), które mają niezbilansowanie o przeciwnym znaku niż niezbilansowanie całej grupy. Zniesienie rozchylenia cen zakupu i sprzedaży na RB (wprowadzone z początkiem 2009 roku), które było uzasadniane ograniczeniem możliwości zachowań spekulacyjnych, spowodowało, że wykorzystanie tego efektu jest obecnie niemożliwe. W istotny sposób została ograniczona zasadność prowadzenia grup bilansujących, w skład których wchodzi tylko podmioty pasywne. Korzyści dla podmiotów uczestniczących w takiej GB wynikają obecnie z mniejszych kosztów osobowych i organizacyjnych prowadzenia procesu rozliczeń niezbilansowania i mniejszych wymagań odnośnie wnoszenia zabezpieczeń finansowych na koszty bilansowania, przewidzianych przez procedury RB [3].

Grupy bilansujące różnią się, jeżeli chodzi o rodzaj podmiotów wchodzących w ich skład, ich liczbę, rolę operatora grupy w stosunku do jej podmiotów oraz przyjętych zasad rozliczeń wewnątrz GB. Rozliczenia wewnętrzne uczestników GB są najczęściej organizowane według jednego z poniżej opisanych schematów.

Najprostszym sposobem rozliczeń jest rozliczanie na podstawie bieżących cen odchylenia na RB, przeliczonych przez ustalony współczynnik. Wielkość współczynnika określa się w umowie pomiędzy uczestnikiem GB a jej operatorem. Jego wielkość jest dobierana indywidualnie w zależności od kształtu profilu poboru energii przez uczestnika i możliwości jego prognozowania. Ten sposób rozliczeń był chętnie stosowany w okresie istotnego rozchylenia cen na RB. Zastosowanie współczynnika powoduje efektywne zmniejszenie rozchylenia cen dla uczestnika GB, a w konsekwencji zmniejszenie kosztów jego bilansowania.

Jeżeli operator GB jest jednocześnie sprzedawcą energii dla jej uczestników, to koszty bilansowania uczestnika są najczęściej wliczane w wypadkową cenę energii. Operator GB dokonuje indywidualnej kalkulacji spodziewanych kosztów bilansowania w zależności od możliwości dokładnego prognozowania zapotrzebowania, jego zmienności w czasie i spodziewanego wpływu na wypadkowe bilansowanie GB. Są one jedną z przesłanek do kalkulacji ceny energii oferowanej uczestnikowi GB.

Możliwe do zastosowania są metody rozliczania uczestników GB na podstawie pełnego przenoszenia na nich wynikowych kosztów bilansowania. W wewnętrznym regulaminie grupy określone są formuły wyznaczania wewnętrznych cen rozliczeniowych uzależnione od konkretnej sytuacji rozliczeniowej. Zadaniem formuł jest przeniesienie profitu (oraz ryzyka) na wszystkich uczestników GB.

GB mogą też funkcjonować na zasadach tzw. tuneli rozliczeniowych. Operator GB oferował preferencyjne stawki rozliczenia niezbilansowania, gdy odchylenie uczestnika w stosunku do jego pozycji deklarowanej w prognozie nie przekroczyło przyjętego w umowie przedziału. Jeżeli nastąpi przekroczenie (w kierunku zgodnym z odchyleniem całej GB) uczestnik GB jest rozliczany po cenach RB.

Ze względu na rolę operatora GB można podzielić na:

- GB, w której operator świadczy dla jej uczestników tylko usługę pośredniczenia w bilansowaniu
- GB, w której operator grupy kupuje lub sprzedaje energię elektryczną dla części jej uczestników, a dla pozostałych świadczy usługę pośredniczenia w bilansowaniu
- GB, w której operator, jednocześnie z pośredniczeniem w bilansowaniu, kupuje bądź sprzedaje energię wszystkim uczestnikom grupy.

W GB, w których uczestniczą odbiorcy lub wytwórcy oferujący usługę bilansowania energii na rzecz grupy, rola operatora obejmuje także bieżącą kontrolę niezbilansowania grupy i dysponowanie mocą regulacyjną.

Przy podziale korzyści z funkcjonowania grupy bilansującej wyróżnione muszą być aktywne podmioty grupy, które świadczą na jej rzecz usługi regulacyjne. Dostawcy usługi regulacyjnej ponoszą dodatkowe koszty, które muszą być kompensowane odpowiednimi płatnościami.

Zaproponowany sposób rozliczeń wewnątrz GB w stosunku do podmiotów regulujących swój pobór lub wytwarzanie na potrzeby bilansowania grupy musi przewidywać dodatkowe wynagrodzenie na usługę bilansowania energii. Stosowane sposoby rozliczeń mogą polegać na:

- stosowaniu stałej, wynegocjowanej (pomiędzy operatorem grupy a uczestnikiem świadczącym usługę) ceny za dostawę (pobór) energii bilansującej na rzecz grupy
- ustalonych modelach podziału korzyści z bilansowania pomiędzy podmiotem regulacyjnym a pozostałymi uczestnikami grupy.

Jeżeli w GB podmiot dostarczający usługę bilansowania jest jednocześnie operatorem grupy, dodatkowe korzyści, które wypracowuje operator poprzez aktywną regulację niezbilansowania energii grupy, wpływają na warunki bilansowania oferowane innym uczestnikom grupy, a stosowane dla nich sposoby obliczeń są konstruowane na opisanych wcześniej zasadach.

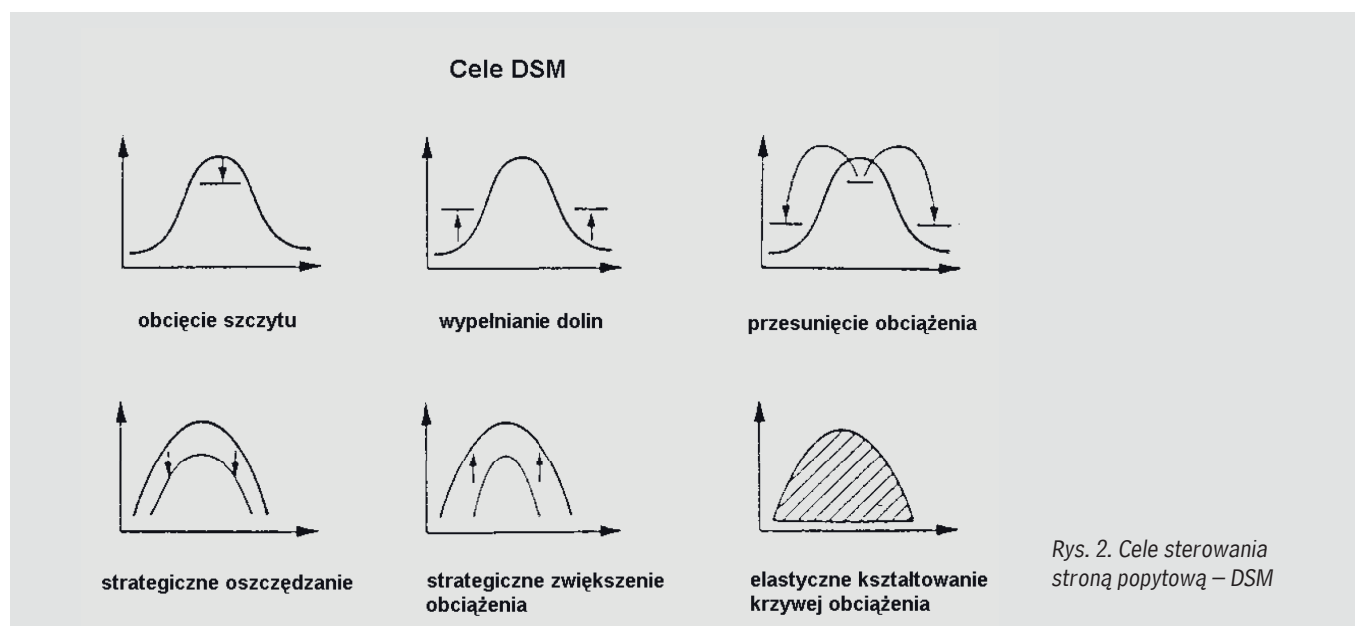
Wykorzystywanie usługi bilansującej dostarczanej przez uczestnika GB jest uzasadnione w okresach, gdy koszty bilansowania wewnętrznego są niższe od bieżących kosztów zakupu energii bilansującej na RB.

3. STEROWANIE STRONĄ POPYTOWĄ – MECHANIZMY ODDZIAŁYWANIA NA ODBIORCÓW

Jednym z zadań, jakie przypisuje się współczesnym przedsiębiorstwom dystrybucji i obrotu, jest tzw. sterowanie stroną popytową, określane najczęściej angielskim skrótem DSM (ang. *Demand Side Management*). Rolą DSM jest takie sterowanie zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną, aby minimalizować koszty rozwoju systemu elektroenergetycznego. Większość działań ma na celu wywoływanie postaw odbiorców racjonalizujących zużycie energii. Efektem tych działań jest najczęściej uwolnienie mocy szczytowych w systemie i uniknięcie inwestycji po stronie systemu wytwórczego i infrastruktury przesyłowej. Techniki DSM mogą być także alternatywą dla usług systemowych lub zmniejszać zapotrzebowanie na rezerwy mocy dostarczane w postaci usług systemowych.

Podstawowe działania DSM są nakierowane na spowodowanie korzystnych dla systemu zmian po stronie zapotrzebowania odbiorców. Zmiany w przebiegach zmienności obciążenia systemu, w wyniku zastosowania DSM, można sklasyfikować w kilku podstawowych kategoriach (rys. 2):

- obcięcie szczytu – obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia
- wypełnianie dolin – podstawowym celem jest zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych
- przesunięcie obciążenia – łączy cechy dwóch poprzednich kategorii
- strategiczne oszczędzanie – ma na celu obniżenie całkowitego zużycia energii
- strategiczne zwiększenie obciążenia – dążenie do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej
- elastyczne kształtowanie krzywej obciążenia – jest opcją, która bierze pod uwagę niezawodność dostaw energii i dostosowanie obciążenia do bieżącej sytuacji systemowej.



Stosuje się następujące strategie sterowania stroną popytową:

- reakcja cenowa – sterowane urządzenia pracują w taki sposób, by zminimalizować rachunek za energię elektryczną
- dobrowolne ograniczenia – zakład energetyczny proponuje odbiorcom ograniczenie zużycia energii w pewnych okresach czasu; udział w programie jest dobrowolny

- planowanie pracy – kontrolowany odbiornik energii pracuje zgodnie z założonym planem
- limitowanie czasu pracy urządzenia (np. limit godzin w ciągu doby)
- zmiana przy zadanej nastawie – zakres pracy urządzenia zależy od pewnych parametrów (np. temperatury zewnętrznej)
- kontrola stopnia obciążenia odbiornika
- krótko- i średnioterminowe ograniczenia (w przypadku deficytów mocy w systemie).

Podstawowym i najczęstszym podejmowanym działaniem, mającym wywołać pożądane zmiany w kształcie krzywej obciążenia systemu, jest wykorzystanie reakcji cenowej poprzez różnicowanie cen za energię elektryczną w zależności od strefy czasowej doby lub dnia tygodnia oraz opłat zależnych od szczytowego poboru mocy przez odbiorcę.

Zróżnicowanie cen w strefach czasowych powoduje, że odbiorcy powinni być zainteresowani obniżaniem zapotrzebowania w okresach szczytowych, dążąc do minimalizacji rachunków za energię elektryczną. Racjonalizacja użytkowania energii polega więc nie tylko na obniżaniu zużycia, ale także na wykorzystywaniu możliwości przesunięć obciążenia w ramach stref czasowych.

W wielu systemach wykorzystuje się możliwość zmniejszenia odbioru energii przez odbiorcę końcowego na polecenie dyspozytora systemu jako usługę systemową, realizowaną przez odbiorców. Doniesienia o takim wykorzystaniu odbiorców dotyczą najczęściej systemów amerykańskich [1, 2, 4, 5, 6, 8]. W tab. 1 zestawiono najważniejsze cechy takiej usługi w kilku wybranych systemach. Szybko realizowana zmiana mocy pobieranej, jako szybka reakcja odbiorcy na polecenie dyspozytora albo poprzez bezpośrednie zmniejszenie mocy pobieranej, w odpowiedzi na sygnał regulacyjny przesyłany z centrum dyspozycyjnego systemu, jest najczęściej traktowana jako usługa pozwalająca zmniejszyć wielkość wymaganych rezerw wirujących w systemie po stronie wytwórczej.

Tab. 1. Usługi obniżenia poboru na wybranych rynkach energii [5]

System, rodzaj usługi	Typ kontraktu	Zapowiedź wykorzystania usługi	Minimalne wymagania	Struktura płatności za usługę
Alberta, Typ 1	Kontrakty miesięczne	Wyprzedzenie godzinne	1 MW, do 4 godzin	Stała stawka miesięczna za MW, niezależna od liczby wykorzystanych obniżek poboru
Alberta, Typ 2	Kontrakty tygodniowe	Wyprzedzenie godzinne	1 MW, do 4 godzin	Stawka na MWh, płatna za rzeczywiście wykorzystane obniżenia
Kalifornia	Kontrakty długoterminowe	Wyprzedzenie 15 lub 30 minut	1 MW, do 4 godzin	Stawka miesięczna za MW za gotowość świadczenia usługi Stawka na MWh płatna za wykorzystanie usługi
Nowy Jork	Kontrakty długoterminowe	Wyprzedzenie 10 lub 30 minut	1 MW albo 2 MW, do 1 godziny	1 MW – płatność według aktualnej stawki za rezerwę wirującą 2 MW – płatność według ceny energii na rynku dnia następnego
Tajwan, Typ 1	Kontrakty długoterminowe	Wyprzedzenie dobowe albo tygodniowe	5 MW, do 6 godzin na dobę	Obniżenie o 50% stawek za zakontraktowaną energię
Tajwan, Typ 2	Kontrakty długoterminowe	Wyprzedzenie: dobowe, 4-godzinne, godzinowe	Wszyscy odbiorcy przemysłowi, do 6 godzin	Stawka i sposób rozliczeń uzależnione od przyjętego czasu wyprzedzenia

Obniżenie mocy odbiorców, szczególnie w okresie szczytowych pobrań mocy, pozwala na zmniejszenie wymaganych, koniecznych do utrzymywania wielkości rezerw mocy w regulacji pierwotnej i wtórnej. Obniżenie mocy odbioru, realizowane w szybkim czasie, jest przy takim wykorzystaniu rezerwy zaliczane do rezerwy sekundowej lub minutowej (w zależności od czasu dostępu do mocy po stronie odbiorców). Ponieważ nie jest możliwe całkowite zastąpienie rezerw regulacji pierwotnej i wtórnej poprzez obniżenie odbioru, wprowadzane są limity maksymalnego udziału rezerw pozyskiwanych po stronie odbiorców w całkowitej utrzymywanej w systemie rezerwie sekundowej lub minutowej. Na rynkach amerykańskich najczęściej przyjmuje się maksymalnie 25-proc. udział odbiorców w świadczeniu usługi regulacji sekundowej i minutowej [9].

Odbiorcy świadczący usługę obniżenia poboru na polecenie dyspozytora systemu uczestniczą na ogólnych zasadach w rynku usług systemowych, konkurując z wytwórcami, albo proponowane są im inne sposoby rozliczeń zaczerpnięte z podstawowych technik DSM (tab. 1). W płatnościach mogą występować składniki naliczane za gotowość pełnienia usługi oraz rozliczenia za energię niepobraną z systemu w wyniku obniżenia zapotrzebowania (energia ta jest traktowana jako dostarczona energia regulacyjna). Stawka w rozliczeniach za energię najczęściej jest odnoszona do stawek za dostawę energii regulacyjnej przez wytwórców.

Podstawowym celem wdrożenia DSM jest obniżenie łącznych kosztów dostawy energii. Korzyściami z tej obniżki kosztów dzielą się odbiorcy, dostawcy energii i pośrednicy (przedsiębiorstwa obrotu). Poza tym podstawowym efektem można oczekiwać także efektów dodatkowych, takich jak np. [7]:

- poprawy regulacyjności systemu
- wzrostu niezawodności dostaw
- zwiększenia dokładności prognoz zapotrzebowania
- zmniejszenia ograniczeń przesyłowych
- lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury systemowej
- ograniczenia siły rynkowej dostawców
- wdrażania przez odbiorców skutecznych programów zarządzania kosztami energii
- zmniejszenia ryzyka cenowego poprzez ograniczenie fluktuacji cen energii
- zacieśnienia relacji rynkowych odbiorców z dostawcami
- zwiększenia konkurencyjności gospodarki narodowej.

Wszystkie wymienione działania pośrednio przekładają się na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.

Działania DSM powinny prowadzić do powstania korzyści zarówno po stronie odbiorców, jak i dostawców energii. Potencjalna skuteczność w zakresie wdrażania tych działań przez dostawców oraz efektywność po odpowiednich reakcjach odbiorców jest warunkowana przekonaniem o celowości DSM przez wszystkie strony. Trzeba pamiętać, że korzyści ze skutecznego wprowadzenia DSM po stronie systemu są, niestety, rozproszone: pojawiają się zarówno po stronie wytwórców, operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych oraz w firmach obrotu. Taryfy i cenniki stosowane w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi regulują rozliczenia tylko pomiędzy niektórymi z tych podmiotów (spółkami dystrybucyjnymi i spółkami obrotu) a odbiorcami końcowymi. Wdrożenie działań DSM w tych taryfach i cennikach wymaga więc jednocześnie wypracowania skutecznych sposobów przenoszenia efektów na pozostałe podmioty (system przesyłowy i wytwórców). Efektywne wdrożenie DSM wymaga więc konkurencyjnie i sprawnie funkcjonującego rynku hurtowego, generującego właściwe impulsy dla rynku detalicznego. Aktualnie rynek hurtowy w Polsce nie jest jeszcze wystarczająco efektywny w tym względzie.

Aby właściwie skonstruowana taryfa stała się skutecznym instrumentem wdrażania DSM, muszą być spełnione dwa warunki:

- zapisy taryfy muszą powodować, aby pożądane zachowania odbiorców były opłacalne (konieczne jest odpowiednie zróżnicowanie stawek rozliczeń lub bonifikaty)
- odbiorcy muszą być świadomi, jak korzystać z taryfy (taryfy muszą być przejrzyste, możliwie mało skomplikowane, a wiedza o sposobach korzystania z nich musi być przekazywana odbiorcom poprzez działania marketingowe i edukacyjne).

Aktualne taryfy słabo realizują pierwsze zadanie. Świadomość odbiorców należy ocenić jeszcze niżej.

4. PODSUMOWANIE

Stopniowa decentralizacja procesów rynkowych i odpowiadająca im decentralizacja procesów sterowania mocą w systemie będą prowadziły do powstania lokalnych rynków usług regulacyjnych. OSD może również pełnić rolę koncentratora usług systemowych względem OSP lub innych uczestników rynku usług systemowych. Zakres usług świadczonych na rzecz OSD może być ograniczony w stosunku do rynku systemowego. Na rynku lokalnym istotne będą ograniczenia lokalnej podaży usług.

W proces tworzenia lokalnych rynków usług regulacyjnych powinny się aktywnie włączyć firmy obrotu, organizując tzw. grupy bilansujące. Grupy bilansujące powodują w naturalny sposób decentralizację procesu bilansowania energii i zmniejszają zapotrzebowanie na energię bilansującą na RB. Grupy te mogą pełnić także

rolę pośrednika w świadczeniu usługi bilansowania energii przez podmioty rozproszone oraz agregować ich możliwości.

Aktualne taryfy słabo realizują funkcje motywujące odbiorców do realizacji celów DSM. Oddziaływanie obecnych taryf ogranicza się do prób motywowania odbiorców do korzystnego kształtowania krzywej obciążenia mocą czynną, ograniczania szczytowych poborów mocy oraz prób dyscyplinowania w zakresie poboru mocy biernej. Żadnej z tych funkcji obecne taryfy nie realizują skutecznie. Nie są wykorzystywane możliwości odbiorców w zakresie aktywnego kształtowania krzywej obciążenia oraz działań na rzecz wspomnienia procedur regulacyjnych w systemie oraz aktywnego uczestnictwa w jego obronie w stanach zagrożeń lub pomocy w przywróceniu jego normalnej pracy.

W taryfach przesyłowych i za energię elektryczną należy umożliwić wprowadzenie działań DSM klasyfikowanych jako dynamiczne kształtowanie krzywej obciążenia, umożliwiającich odpłatne wykorzystanie możliwości odbiorców uczestniczenia w zapewnieniu bilansu mocy w systemie i ograniczanie kosztów wytwarzania w stanach okresowego deficytu mocy w systemie.

Poza rozliczeniami taryfowymi należy wykorzystać możliwości odbiorców w zakresie regulacji bilansów mocy czynnej i mocy biernej, poprzez stworzenie warunków do aktywnego uczestnictwa odbiorców w dostawie wybranych usług systemowych. Postulat dotyczy zarówno usług z grupy regulacji napięcia i mocy biernej, jak i uczestnictwa odbiorców w regulacji mocy czynnej (szczególnie w przypadkach pracy systemu z deficytem mocy oraz stanów zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu).

Usługi zmniejszenia poboru energii elektrycznej przez odbiorców końcowych na polecenie dyspozytora systemu mogą być alternatywnymi sposobami dostarczenia rezerw mocy w stosunku do usług regulacyjnych świadczonych przez wytwórców.

Efektywne wprowadzenie działań DSM w rozliczeniach taryfowych dla rozproszonych odbiorców wymaga koordynacji rozwiązań pomiędzy taryfami przesyłowymi (stosowanymi przez przedsiębiorstwa sieciowe) i taryfami lub cennikami (stosowanymi przez przedsiębiorstwa obrotu).

Praca finansowana ze środków na naukę w latach 2008–2010 jako projekt badawczy nr N511 376235.

BIBLIOGRAFIA

1. Bolton Zammit M.A., Hill D.J., Kaye R.J., Designing ancillary services markets for power system security, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 15, Issue 2, May 2000.
2. Cheung K. W., Shamsollahi P., Sun D., Milligan J., Potishnak M., Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference: Power Industry Computer Applications, PICA '99. Jul. 1999.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2010). Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Warszawa 2010, www.pse-operator.pl 2010.
4. Kun-Yuan Huang, Yann-Chang Huang, Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 19, Issue 3, Aug. 2004.
5. Le Anh Tuan, Bhattacharya K., Competitive framework for procurement of interruptible load services, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 18, May 2003.
6. Le Anh Tuan, Bhattacharya K., Interruptible load management within secondary reserve ancillary service market, *IEEE Power Tech Proceedings*, Porto 2001.
7. Malko J., Wilczyński A., Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej, *Energetyka*, nr 9/2007.
8. Rerkpreedapong D., Feliachi A., Decentralized load frequency control for load following services. Power Engineering Society Winter Meeting, *IEEE*, Volume 2, 2002.
9. Xingwang Ma, Sun D.I., Cheung KW., Evolution toward standardized market design. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 18, Issue 2, May 2003.