

# PROGRAMY ZARZĄDZANIA POPYTEM ODBIORCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Tadeusz Olkuski, Edmund Ciesielka, Adam Szurlej

**Słowa kluczowe:** zarządzanie popytem, reakcja strony popytowej, energia elektryczna, bezpieczeństwo energetyczne

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono aktualne zmiany zachodzące na polskim rynku elektroenergetycznym. Obecnie coraz częściej daje się zauważyć wzrost znaczenia konsumentów w bilansowaniu zapotrzebowania na energię. Zarządzanie popytem (ang. *Demand Side Management DSM*) jest stałym elementem zarządzania przedsiębiorstwem i jest to mechanizm znany od lat. W ostatnim czasie nabiera znaczenia nowy termin *Demand Side Response (DSR)* oznaczający reakcje strony popytowej na sygnały płynące z rynku stymulowane przez operatora systemu przesyłowego. Mechanizmy DSR wymagają od podmiotów dobrowolnie uczestniczących w systemie ograniczenia mocy urządzeń odbiorczych na polecenie operatora. Przedsiębiorstwa uczestniczące w systemie otrzymują za to wynagrodzenie. W artykule przybliżono korzyści wynikające z zarządzania popytem, przykładowe programy DSR oraz zmiany na rynku energii spowodowane wdrażaniem DSR.

## 1. WPROWADZENIE

Elektroenergetyka w ostatnich latach ewoluje w stronę energetyki konsumenckiej. Era energetyki wyłącznie zawodowej zakończyła się, sieć elektroenergetyczna została zmuszona do sięgania po zasoby odbiorców. Jednym z kierunków rozwoju energetyki konsumenckiej jest upowszechnienie rozproszonych źródeł wytwórczych. Poza tym, odbiorcy energii elektrycznej mogą zaoferować przedsiębiorstwom sieciowym także usługi związane ze sterowaniem urządzeniami odbiorczymi. Z jednej strony, dopuszcza się możliwość ograniczenia poboru energii, z drugiej, wzrost zapotrzebowania w sytuacji wymaganej przez operatora.

Mechanizmy opisywane w artykule należy zdefiniować skrótem DSR (*Demand Side Response*), w tłumaczeniu na język polski oznaczają reakcję strony popytowej. Definicja tego terminu jest bardzo różna, w zależności od podmiotu ją definiującego, istotny jest element mówiący o dobrowolnym, tymczasowym działaniu odbiorcy związanym ze zmianą wielkości zapotrzebowania na moc w danych godzinach, spowodowanych wystąpieniem bodźca ze strony operatora bądź rynku.

Ekspertko szacuje się potencjał zasobów DSR na poziomie od 5–9% mocy szczytowej systemu elektroenergetycznego kraju. Oczywiście jest on uzależniony od kraju oraz od rodzaju usług implementowanych na danym rynku. Obecnie daje się zauważyć w energetyce krajowej i wielu państwach świata rosnący udział generacji rozproszonej w pokrywaniu obciążenia systemu elektroenergetycznego, zarządzanie popytem stanowi jeden z niezbędnych elementów rozwoju prawidłowych stosunków rynkowych zapewniający zwiększenie liczby uczestników rynku, co gwarantuje zwiększenie płynności transakcji [1].

Liderami w zakresie wykorzystania DSR są uczestnicy rynków Ameryki Północnej, w 2012 r. zidentyfikowano na wszystkich obszarach rynkowych łącznie 20,3 GW rzeczywistej redukcji obciążenia szczytowego, co stanowiło 31% wykorzystania całkowitej potencjalnie zgłoszonej redukcji tego obciążenia [5].

Zarządzanie popytem charakteryzuje się bezemisyjnością, dyspozycyjnością, niezawodnością, efektywnością kapitałową i szybkością wdrożenia [15]. W Polsce funkcjonują już programy DSR, w artykule podjęto próbę określenia kierunku ich rozwoju i przyszłości.

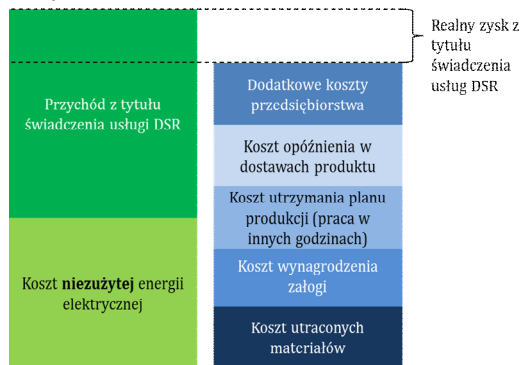
## 2. KORZYŚCI ODBIORCY ZARZĄDZANIA POPYTEM

Zarządzanie popytem (DSM) jest nieodłącznym elementem funkcjonowania dużych przedsiębiorstw. Optymalizacja zapotrzebowania na energię elektryczną zwykle wykonywana jest w sposób statyczny. Oznacza to, że odbiorca dostosowuje optymalne warunki handlowe do swoich potrzeb. Wykonywane jest to w cyklach np. miesięcznych, poprzez zamówienie odpowiedniego poziomu mocy. Celem standardowego zarządzania popytem jest ograniczenie kosztów zakupu energii oraz optymalizacja procesów produkcyjnych. Uczestnictwo odbiorcy w programach redukcji zapotrzebowania może odbywać się na dwa sposoby:

- redukcji zapotrzebowania ingerującego w podstawowe procesy produkcyjne,
- redukcja zapotrzebowania wykonywanego poprzez urządzenia niezwiązane z podstawowym procesem przedsiębiorstwa.

W pierwszym rozwiązaniu ograniczenie poboru energii z sieci na polecenie operatora przekłada się na poniesienie kosztów, które w zależności od wykonywanej działalności mogą znacznie się różnić. Związane

ne są one z przestojem zakładu (koszty wynagrodzeń, materiałów) oraz z możliwym niewykonaniem planu produkcji (koszty opóźnienia w dostawach, koszt dodatkowej pracy zakładu). Dodatkowo, koszty niezużytej energii mogą zostać sklasyfikowane w przypadku obciążenia przez sprzedawcę odbiorcy kosztami niebilansowania energii. Realny zysk z tytułu świadczenia usług DSR jest zatem zależny od kosztów podstawowego procesu produkcji przedsiębiorstwa - rys.1.



**Rys. 1.** Wpływ DSR na bilans kosztów procesu produkcji przedsiębiorstwa

Alternatywnym sposobem świadczenia usług DSR jest wyznaczenie do tej roli urządzeń odbiorczych niezwiązanych z podstawowym procesem produkcyjnym (rozwiązanie drugie). Zdecydowanie najlepiej nadają się do tego urządzenia klimatyzacyjne i wentylacyjne, których wyłączenie krótkookresowe nie powoduje negatywnych skutków w przedsiębiorstwie. Dużym problemem może się okazać moc urządzeń wspomagających, zwykle nieporównywalnie mniejsza niż moc urządzeń wykorzystywanych w procesach produkcyjnych. W związku z tym przychody dodatkowe dla przedsiębiorstwa są niewielkie. Nie są jednak obciążone dodatkowymi kosztami.

Jedynym kosztem dodatkowym jest wzmożona praca urządzeń wentylacyjnych lub klimatyzacyjnych po okresie redukcji. Z uwagi na niewielkie moce koszt dodatkowej pracy urządzeń jest niewielki i nie powinien powodować strat po stronie przedsiębiorstwa. Do pełnej analizy ekonomicznej tego rodzaju przedsięwzięć energetycznych można zastosować również analizę opcji drzew decyzyjnych lub rzeczowych [23] [24].

Dużym atutem DSR jest brak nakładów inwestycyjnych, co jest główną przewagą nad kapitałochłonną budową nowych źródeł wytwórczych [7] [14]. Budowa dodatkowych źródeł utrzymujących wyłącznie moc dostępną się nie opłaca, mocy szczytowych wymaganych do pokrycia przez odbiorców w okresie roku jest relatywnie niewiele.

### 3. WSPÓLDZIAŁANIE DSR Z WYTWARZANIEM

Mechanizmy DSR nie muszą wymagać na odbiorcy wyłączenia urządzeń odbiorczych i reorganizacji planowanej produkcji. Ograniczenie poboru związane z usługami strony popytowej dotyczy wyłącznie poboru energii z sieci elektroenergetycznej. Możliwe jest zastąpienie energii wymaganej w procesach produkcyjnych poprzez własne źródła wytwórcze, które mogą w przedsiębiorstwie pełnić funkcję źródła podstawowego lub źródła rezerwowego. Dodatkowo, różni je technologia wytwarzania. W przypadku funkcjonujących źródeł podstawowych (np. kogeneracyjnych źródeł gazowych) trudno mówić o możliwości zastąpienia wymaganej do pobrania energii z sieci wytworzoną energią własną. Zwykle źródła podstawowe spełniają funkcje przypisywane aktywnemu zarządzaniu zapotrzebowaniem na energię w przedsiębiorstwie, przez co przyczyniają się do efektywnej jej poboru. Nie ma wówczas możliwości wykorzystania ich dodatkowo w programach redukcji obciążenia na polecenie operatora sieci. W niektórych przypadkach, źródła podstawowe zainstalowane w sieci wewnętrznej przedsiębiorstwa mogą zostać dociążone w krótkim okresie. Dzięki temu, możliwe jest zastąpienie choćby części wymaganego do redukcji zapotrzebowania własnym wytwarzaniem. Jest to jednak bardzo indywidualna kwestia, która wymaga określenia na poziomie konkretnego przedsiębiorstwa.

Większe ograniczenia związane są z OZE, które w przypadku technologii wiatrowych i słonecznych nie umożliwiają dokładnego zaplanowania godzin produkcyjnych [18]. W przypadku źródeł wodnych lub biogazowych, istnieje możliwość zaplanowania produkcji, ale też wiąże się to z ograniczeniami technicznymi.

Źródła wytwórcze wykorzystywane w systemie ciągłym w przedsiębiorstwach nie mają pozytywnego wpływu na uczestnictwo w programach redukcyjnych. Wpływają w ciągu całego roku pozytywnie na obniżenie zapotrzebowania energii z sieci.

Drugą grupę źródeł wytwórczych w przedsiębiorstwach stanowią układy rezerwowe. Wiele przedsiębiorstw posiada układy wytwórcze (np. generatory zasilane olejem napędowym) wykorzystywane wyłącznie w sytuacji zaniku napięcia w sieci elektroenergetycznej. Zwykle paliwo wykorzystywane w agregatach rezerwowych jest drogie ale zdatne do przechowywania. Dlatego koszt produkcji energii w tego rodzaju źródłach jest wysoki.

Źródła rezerwowe wymagają cyklicznego rozruchu generatora związanego z utrzymywaniem jego sprawności oraz w niektórych przypadkach okresową wy-

mianą paliwa. Dlatego zdarza się, że pracują nawet w sytuacjach możliwości poboru energii z sieci. Przystąpienie odbiorcy posiadającego rezerwowy układ zasilania do programów DSR stwarza mu pewnego rodzaju przewagę, w postaci możliwości redukcji bez potrzeby zmiany planów produkcji.

Uczestnictwo odbiorcy w programach redukcyjnych z wykorzystaniem zastąpienia energii z sieci własną generacją sprowadza się do porównania kosztu wytworzenia energii w drogich generatorach i przychodu z tytułu ograniczenia poboru z sieci. Zwykle szacuje się, że koszt wytwarzania 1 MWh w źródłach zasilanych olejem napędowym oscyluje w okolicy 1000 zł. Jest to wysoki koszt, który mimo to może być pokryty przez wynagrodzenie za świadczenie usług DSR.

#### 4. PRZYKŁADY PROGRAMÓW DSR - PROGRAMY REDUKCYJNE

Programy redukcji zapotrzebowania opierają się na prostym założeniu, równoprawnego traktowania wytwarzania (+) oraz ograniczeniu poboru odbiorcy (-). Operator odpowiedzialny za bilans mocy w systemie (w polskim przypadku OSP) ma do dyspozycji elektrycznie zawodowe (JWCD). Bilans może być uzupełniony o dysponowanie niektórymi urządzeniami odbiorczymi.

Programy redukcyjne nie są interesujące z punktu widzenia sprzedawców, ponieważ nie dość, że ogranicza się sprzedaż energii w „najdroższych”, szczytowych godzinach doby, to dodatkowo odbiorca może wpłynąć na pogorszenie zbilansowania handlowego sprzedawcy. Wśród programów redukcyjnych należy wyróżnić:

- *Emergency Demand Response Program* (EDRP),
- *Direct Load Control* (DLC),
- oferty na rynku hurtowym.

Program EDRP przeciwwaryjny jest programem dobrowolnym, oznacza to, że odbiorca ma możliwość decyzji o uczestnictwie danego dnia w ograniczeniu poboru energii. Konstrukcja usługi może zakładać, że Operator kilka godzin przed zaistnieniem prawdopodobnej potrzeby ograniczenia poboru energii u odbiorców, może ich „odpytać” o możliwości redukcji w danych godzinach. Odbiorcy mogą deklarować, poza wielkością redukcji, także cenę, przy której zdolni są wykonać usługę.

Podstawowym problemem wszystkich programów redukcyjnych jest oszacowanie wielkości rzeczywistej redukcji. W przeciwieństwie do wytwórców, których układy pomiarowe są zdolne zarejestrować dokładne wielkości wyprodukowanej energii, odbiorcy muszą posłużyć się swego rodzaju prognozą.

Programy EDRP zwykle przeznaczone są dla większych odbiorców. Nie ma raczej w żadnym przypadku mowy o gospodarstwach domowych oferujących redukcję urządzeń AGD lub RTV. W przypadku programu EDRP, którego właścicielem jest NYISO, minimalny poziom zredukowanej mocy wynosi 100 kW.

Dodatkowo określa się parametry minimalnej i maksymalnej ilości redukcji. Od lat, także w środowisku DSR, toczy się dyskusja o zasadności opłaty stałej, za przystąpienie do programu. W większości rynków rozwiniętych, tego rodzaju opłata jest standardem. Odbiorcy bowiem wymagają pewnego wynagrodzenia które umożliwi im pokrycie kosztów związanych z przystąpieniem do programu. Każdorazowa redukcja jest wówczas wynagrodzeniem związanym wyłącznie z kosztami ograniczenia poboru energii.

W odróżnieniu od programu EDRP, program DLC jest programem obligatoryjnym. To znaczy, że przystąpienie do programu wymusza na odbiorcy każdorazowe ograniczenie poboru zgodne z wymaganiami operatora sieci. Program DLC jest programem traktowanym przez operatora jako jedna z ostatnich możliwości do zbilansowania systemu. Zwykle, czas reakcji od wydania polecenia do wykonania redukcji może być nawet krótszy niż kwadrans. Polecenie operatora może być wykonane jako manualne wyłączenie urządzeń odbiorczych lub poprzez udostępnienie operatorowi sieci zdalnej możliwości wyłączenia urządzeń.

Podobnie jak w przypadku innych programów redukcyjnych, kluczowym jest określenie wielkości redukcji. Program DLC dotyczy dużych odbiorców, oszacowanie hipotetycznej wielkości zapotrzebowania w godzinach redukcji jest jednym z największych wyzwań. Szczególnie, że każdy odbiorca dysponuje własnym, często niepowtarzalnym profilem zapotrzebowania.

Podobnie jak rynek energii wytwarzanej, może funkcjonować rynek tzw. negawatów. Oferty redukcyjne odbiorców mogą konkurować wraz z ofertami wytwórców. Oparcie o rynek bilansujący ofert redukcyjnych wskazuje na ekonomiczny aspekt konkurencji.

Zasady konkurencji ustalane są w zależności od modelu rynku danego kraju. Odbiorcy uzyskują podobne wymagania techniczne, określa się ograniczenia sieciowe (jeśli występują) i na tej podstawie, wraz z określoną w ofercie ceną, rynek dokonuje wyboru optymalnej oferty. Można wyobrazić sobie, że oferty odbiorców mogłyby funkcjonować także na rynku giełdowym, jednak, póki co, wydaje się to bardzo trudne do zweryfikowania. Podobnie jak w przypadku innych programów, problemem we wdrożeniu rozwiązań jest wyznaczanie wielkości redukcji. Progno-

zowanie zapotrzebowania w krótkim terminie pozostaje dużym wyzwaniem, które wymaga rozwiązania.

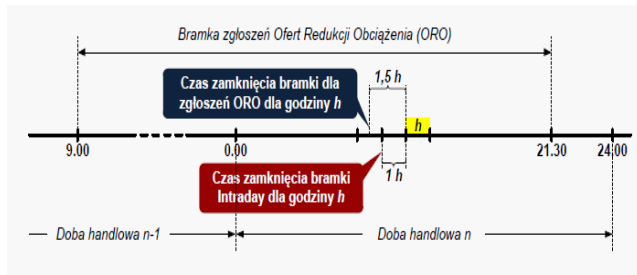
Przykładami programów DSR są także programy cenowe. Ich istotą jest oddziaływanie na profil zapotrzebowania poprzez odpowiednio skonstruowane ceny energii. Szerzej to zagadnienie zostało przedstawione m.in. w [2] [3].

## 5. PROGRAMY DSR WDROŻONE W POLSCE

W Polsce wdrożono do tej pory dwa programy DSR. Obydwa są autorstwa Operatora Sieci Przesyłowej.

### 1. Redukcja na Rynku Bilansującym

Od 1 lipca 2014 roku funkcjonuje możliwość zgłoszenia ofert redukcyjnych na rynku bilansującym. Zaangażowanie wymaga zdefiniowania jednostki graficznej odbiorczej aktywnej (JGoa). W skład jednostki wchodzi miejsce bilansowania reprezentujące sterowalne odbiory, których dotyczyć mogą oferty rynku bilansującego. Minimalna moc urządzenia odbiorczego to 1 MW.



Rys. 2. Schemat zgłoszeń ofert redukcji obciążenia na rynek bilansujący [16]

Na rys. 2. zaprezentowano mechanizm zgłoszeń ofert redukcji obciążenia na rynek bilansujący, jak widać różni się on od ofert wytwórczych, ponieważ możliwość zgłoszenia ofert kończy się pół godziny przed zamknięciem bramki dla wytwórców. Polecenie redukcji wysyłane jest przez OSP w czasie od 60 do 50 minut przed rozpoczęciem godziny redukcji. Czas reakcji jest na tyle niewielki, że nie wszystkie urządzenia odbiorcze są zdolne uczestniczyć w programie. Największym problemem odbiorców chcących uczestniczyć aktywnie w Rynku Bilansującym są warunki weryfikacji wymagane przez PSE. Wymagania związane z możliwym odchyleniem wartości planowanego odbioru od rzeczywistego o zaledwie 5% spowodowało, że do dziś nie zostały zgłoszone żadne jednostki graficzne aktywne odbiorcze.

### 2. Praca interwencyjna – redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

Przed wprowadzeniem możliwości zgłoszeń na rynku bilansującym ofert redukcyjnych, zostały rozpoczęte prace nad zdefiniowaniem i wdrożeniem usługi przeciawaryjnej, polegającej na interwencyjnym ograni-

czeniu poboru mocy przez odbiorcę. Usługodawcami mają być z założenia duże przedsiębiorstwa, posiadające zdolność redukcji na poziomie co najmniej 10 MW. Usługa polega na ograniczeniu poboru mocy w bloku 4 godzin następujących jedna po drugiej. Polecenie wydawane jest przez OSP z wyprzedzeniem kilku godzin. Odbiorca nie ma możliwości rezygnacji z redukcji (usługa jest obligatoryjna). Wynagrodzenie wypłacane jest wyłącznie w kwocie należnej za zrealizowaną redukcję.

Na tego rodzaju usługę PSE zorganizowało już trzy postępowania przetargowe. Pierwsze zakończyło się niepowodzeniem, w kolejnym wybrano jako wykonawcę redukcji kopalnię z grupy PGE GiEK. W trzecim przetargu, rozstrzygniętym w październiku 2014, wybrano kolejnych dwóch wykonawców. Jednym z nich ponownie zostało PGE GiEK oferując moc 10 MW i 40 MW na różnych urządzeniach. Zdecydowanie najciekawszym, z punktu widzenia rozwoju rynku DSR w Polsce, jest wybór spółki agregującej Enspirion, która zaoferowała moc 77 MW. PSE poinformowało, że dotychczasowe umowy zapewniły spółce wolumen ok. 150 MW redukcji, co odpowiada niewielkiemu blokowi elektrowni konwencjonalnej. 22 grudnia 2014 roku ogłoszony został kolejny przetarg dotyczący redukcji zapotrzebowania na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego [16].

Ceny osiągnięte w przetargu oscylowały w granicach od 950 do 1199 zł/MWh redukcji. Wydaje się, że są to wysokie ceny, jednak analiza cen spot na krajowym rynku energii elektrycznej ukazuje, że w 2014 r. było zdecydowanie więcej ekstremów cenowych w porównaniu do 2013 r. W 2014 r. liczba godzin w których średnioważona cena z transakcji zawartych na RDN przekroczyła 1000 PLN/MWh wyniosła 16, a cen przekraczających 500 PLN/MWh odnotowano aż 108 przypadków, podczas, gdy w 2013 r. nie odnotowano tak wysokich cen na rynku spot [21].

Tabela 1.

Ceny spot na rynku energii elektrycznej w Polsce

Cena	2013	2014
>1200 zł/MWh	0	6
>1000 zł/MWh	0	16
>500 zł/MWh	0	108
>300 zł/MWh	3	448

Także biorąc pod uwagę, że maksymalna cena zakupu energii na rynku bilansującym wynosi 1500 zł/MWh, potwierdza się fakt, że usługa redukcji realizowana przez odbiorcę może być tańsza od wytwórcy.

Istotną kwestią związaną z wdrożeniem DSR jest pozytywny wpływ na redukcję siły rynkowej producentów [9, 10, 11] ze względu na możliwość konsumentów zmiany cen na rynku energii.

## 6. ZMIANY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ A ROZWÓJ DSR

Pełne upowszechnienie programów DSR w Polsce wymagać będzie wielu zmian na rynku energii. Podstawowym problemem jest dziś stopień wdrożenia liczników inteligentnych w Polsce. Infrastruktura niedostosowana do dynamicznego rozliczenia odbiorców nie pozwala sprzedawcom na stworzenie ofert opartych o wielostrefowe lub dynamiczne taryfy. Ponadto w ostatnich latach daje się zauważyć dążenie, aby dotychczasowy odbiorca energii elektrycznej aplikował do roli aktywnego konsumenta (prosumenta), czyli konsumenta zaangażowanego także w jej wytwarzanie. Aby taki konsument miał możliwość generowania oszczędności poprzez uczestnictwo w programach zarządzania popytem, niezbędny jest rozwój sieci inteligentnych, który przełoży się na poprawę świadomości użytkownika energii i dostrzegania korzyści technicznych i handlowych po stronie podsektora elektroenergetycznego, jak i dzisiejszego odbiorcy [17].

Brak zróżnicowania ceny energii w ciągu doby w ofertach dla odbiorców domowych powoduje dodatkowo brak celowości rozbudowy mikrosieci domowej. Rynek elektroniczny oferuje wiele rozwiązań związanych z zarządzaniem urządzeniami odbiorczymi. Sieci HAN (*home area network*) przygotowane są do integracji urządzeń odbiorczych i mikrogeneracji. Aby osiągać wymierne korzyści z tytułu rozbudowy sieci domowej potrzebna jest jednak odpowiednia oferta sprzedawcy.

Kolejnym elementem związanym z zarządzaniem stroną popytową jest upowszechnianie się samochodów elektrycznych. Spółki energetyczne mogą wykorzystywać akumulatory aut elektrycznych do celów poprawy parametrów sieci lub optymalizacji bilansu energetycznego. Wymaga to także pełnej integracji sieci domowej z siecią elektroenergetyczną.

Rozwój DSR w niedalekiej przyszłości w Polsce może być przyspieszony poprzez ustanowienie nowego podmiotu na rynku energii – operatora informacji pomiarowej (OIP). Instytucja odpowiedzialna za przechowywanie i udostępnianie danych pomiarowych wszystkim podmiotom rynku energii może być także odpowiedzialna za krótkookresowe prognozowanie zużycia energii elektrycznej. Udostępniane prognozy mogłyby być wykorzystywane do rozliczenia usług *Demand Response*. Zastosowanie jednakowych modeli prognostycznych dla wszystkich odbiorców wpłynęłoby na porównywalność usług oraz umożliwiłoby ich rozwój na jednakowych zasadach.

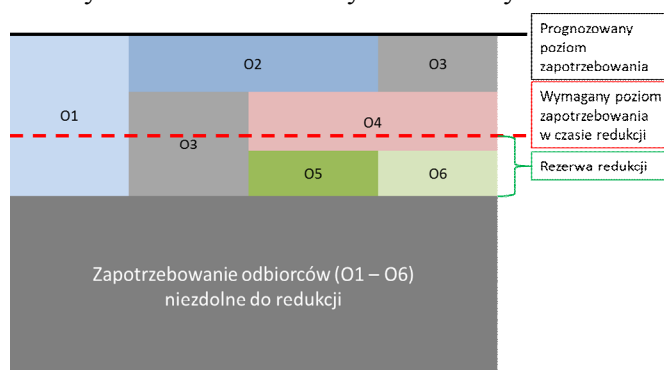
Dodatkowym problemem, który może zostać rozwiązany przez ustanowienie OIP jest przypisywanie punktów pomiarowych do odpowiednich miejsc bi-

lansowania związanych z redukcją zapotrzebowania ( $MB_{IO}$ ). Wówczas niezależnie od sieci OSD udział w usługach DSR, niezależnie od wielkości odbiorcy, będzie znacznie uproszczony.

## 7. AGREGACJA POPYTU

Wraz z rozwojem usług Demand Response wykształciła się potrzeba funkcjonowania nowego rodzaju podmiotów rynku energii. Podmioty agregujące popyt (tzw. agregatorzy) poszukują u odbiorców urządzeń zdolnych do świadczenia usług DSR i dzięki dużemu ich zbiorowi są zdolni do współpracy z operatorem systemu. Szczególnie duża wartość agregatorów wynika z zaangażowania niewielkich odbiorców, którzy indywidualnie nie mogliby świadczyć usług DSR.

Na polskim rynku działa obecnie jeden agregator – spółka ENSPIRION. Spółka z GK Energa wygrała przetarg na świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w ilości 77 MW w ciągu dwóch lat (spółka brała udział w trzech przetargach organizowanych przez OSP). Główną przewagą agregatorów jest możliwość „składania” mocy redukcji u różnych odbiorców w różnym czasie – rys.3.



Rys. 3. Charakter działania agregatora – schemat

Dodatkowo może utrzymywać swego rodzaju rezerwę zabezpieczając się na ewentualne niedopełnienie obowiązku redukcji przez odbiorcę. Taka dywersyfikacja ryzyka umacnia rolę agregatora na rynku energii. Do podstawowych celów usługi Demand Response zalicza się efektywne wykorzystanie energii poprzez przesunięcie zużycia energii elektrycznej w czasie oraz monitoring i sterowanie obciążeniem w celu jego zmniejszenia lub przesunięcia na okres poza szczytem. Warto dodać, że spółka Enspirion oferuje usługi DSR nie tylko dla OSP – 19 września 2014 r. ENSPIRION przeprowadził pierwszą redukcję na potrzeby bilansowania handlowego dla Energa Obrót S.A., w paśmie czterogodzinnym zostało zredukowane 161,7 MW [4].

Posiadanie możliwości redukcji u różnych odbiorców wpływa na zdolność ograniczenia poboru nawet w sytuacji, gdy u jednego z odbiorców wystąpią pro-

blemy z realizacją redukcji (awaria urządzeń, inne nieprzewidziane zdarzenia).

Analizując problematykę agregacji popytu warto także wymienić korzyści dla odbiorców, przystępujących do programu redukcji, a więc m.in.: zmniejszenie kosztów przygotowawczych i operacyjnych na uczestnika, możliwość uzyskania profesjonalnego doradztwa i obsługi, zwiększenie elastyczności poprzez dostosowanie warunków świadczenia usługi do specyfiki odbiorcy, czy też możliwość uzyskania przez odbiorców końcowych dodatkowych przychodów, jakże istotnych dla poprawy sytuacji konkurencyjnej [8].

Dużym problemem jest brak usankcjonowania agregatora w Prawie energetycznym. Nie ma zatem zdefiniowanych procesów jakimi miałyby się komunikować w sprawie pozyskania danych pomiarowych od OSD. Dodatkowo, wszelkie odpowiedzialności agregatora pozostają zdefiniowane na poziomie umowy z OSP. Jest to duża bariera przed rozwojem rynku agregatorów w Polsce.

## 8. PODSUMOWANIE

Usługi DSR zyskują coraz większe znaczenie na światowych rynkach energii. Ich wartość w energetyce zaczynają dostrzegać kolejne kraje, które optymalizują pod względem ekonomicznym mix energetyczny. Zarządzający systemami elektroenergetycznymi dochodzą do wniosku, że nie ma sensu prowadzenia wielomilionowych inwestycji w celu pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię w kilkudziesięciu godzinach w roku. Ze względu na zaawansowaną wiekowo strukturę sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz rygorystyczne regulacje w zakresie oddziaływania sektora wytwórczego na środowisko, planowane są wycofania z eksploatacji jednostek o mocy przeszło 3 GW do 2020 r. i przewiduje się wystąpienie deficytu mocy dla pokrycia wymaganej rezerwy operacyjnej w okresach szczytowych zapo-

trzebowania na moc w latach 2016-2017. Problem ten został także dostrzeżony przez Ministra Gospodarki [13]. Wydaje się, że dla uniknięcia tego poważnego problemu jednym ze środków zaradczych mogą być usługi DSR. Oczywiście ze względu na skalę wycofania mocy jednostek wytwórczych ważne będą także inwestycje w nowe moce. Mając na uwadze systemowe możliwości regulacyjne, pożądane byłyby inwestycje w źródła zasilane gazem ziemnym. Obecnie podstawową barierą dla rozwoju energetyki gazowej są wysokie ceny gazu ziemnego. Obniżenie się cen ropy naftowej oraz dalszy rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego powinien przełożyć się na obniżenie cen paliw gazowych a także rozwój nowych generatorów energii elektrycznej na bazie technologii ogniw paliwowych zasilanych tym paliwem [6][12][19][20].

Rozwój Demand Response w Polsce jest stymulowany głównie przez operatora systemu przesyłowego. Dotyczy to jednak wyłącznie usług przeciwwaryjnych, polegających na ograniczeniu w konkretnych godzinach doby poboru energii. Na różnych rynkach także operatorzy systemów dystrybucyjnych odpowiedzialni są za utrzymanie bilansu energetycznego na niskim poziomie napięć. Stąd często i oni zaczynają się interesować zaangażowaniem odbiorców do prowadzenia ruchu sieci. Szczególnie, że jako OSD dostarczają usługi bezpośrednio odbiorcom.

Doświadczenia z krajowego rynku energii w 2014 r. wskazują, że poważne ubytki mocy w JWCD w połączeniu z relatywnie wysokimi poziomami zapotrzebowania na moc KSE w okresie wiosenno-letnim w dużym stopniu przyczyniły się do wystąpienia ekstremów cenowych energii elektrycznej na TGE. Doświadczenia te wskazują na konieczność rozwoju usług DSR [22]. Dodatkowym bodźcem do rozwoju tych usług będzie przewidywany dalszy rozwój energetyki rozproszonej.

## LITERATURA

- [1] Andruszkiewicz J., Lorenc J.: *Warunki wdrożenia w Polsce cenowych programów sterowania popytem dla ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną*. Przegląd Elektrotechniczny, R. 90, nr 8/2014, s. 97-100.
- [2] Bober D.: *Zasilanie odbiorcy w energię elektryczną poprzez tryby zasilania*. Rynek Energii, nr 1, 2008, s.27-32.
- [3] Chmurski P., Tomasik G., Rasolomampionona D., Robak S.: *Możliwość implementacji mechanizmów DSR w warunkach funkcjonującego rynku energii elektrycznej w Polsce*. Rynek Energii, nr 2, 2010, s.26-31.
- [4] Enspirion sp. z o.o.; [www.enspirion.pl](http://www.enspirion.pl) (dostęp: 5 marca 2015 r.)
- [5] Federal Energy Regulatory Commission: *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. 2012; <http://www.ferc.gov>
- [6] Frączek, P., Kaliski, M.: *The Deregulation of Natural Gas Markets and its consequences for Gas Recipients in the EU*. Archives of Mining Sciences 54, 4, 2009, 739–752.
- [7] Gawlik L. (red.): *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku - analizy scenariuszowe*.

- Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, 2013, Katowice, s. 299.
- [8] Kaliś H.: *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*. Energetyka Ciepła i Zawodowa, nr 2/2014.
- [9] Kamiński J.: *A blocked takeover in the Polish power sector: A model-based analysis*. Energy Policy. 2014. Volume 66, March 2014, pp. 42-52.
- [10] Kamiński J.: *The development of market power in the Polish power generation sector: A 10-year perspective*. Energy Policy. 2012 Volume 42. pp. 136–147.
- [11] Kamiński J.: *Market power in a coal-based power generation sector: The case of Poland*. Energy. 2011. Volume 36. Issue 11. pp. 6634-6644.
- [12] Kamrat W.: *Elektrownie gazowe szansą poprawy bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski*. Rynek Energii, nr 4, 2009, s.14-20.
- [13] Minister Gospodarki: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2012*. Warszawa 2013; [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl) (dostęp: 10 lutego 2015 r.)
- [14] Olkusiński, T.: *Analiza krajowej struktury wytwarzania energii elektrycznej z węgla kamiennego*. Zeszyty Naukowe, 2014, nr 87, s. 37-47.
- [15] Onichimowski G.: *Zapis przebiegu posiedzenia Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 58)*. 19 lutego 2015 r.; [www.sejm.gov.pl](http://www.sejm.gov.pl)
- [16] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.; <http://www.pse.pl> (dostęp: 10 lutego 2015 r.)
- [17] Skomudek W., Swora M.: *Wpływ inteligentnych sieci na system regulacji podsektora elektroenergetycznego*. Pomiar, Automatyka, Robotyka, R.16, nr 9, 2012, s.60-65.
- [18] Surma T. Paska J.: *Modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych*. Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój, 4(10)/2011.
- [19] Szurlej A., Janusz P.: *Natural gas economy in the United States and European markets*. Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management 29, 4, 2013, p.77–94.
- [20] Raźniak A., Dudek M.: *Wykorzystanie paliw kopalnych i źródeł odnawialnych do zasilania ogniw paliwowych*. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, t.24, z.3/3, 2008, s. 285-293.
- [21] Towarowa Giełda Energii SA; [www.tge.pl](http://www.tge.pl) (dostęp: 5 marca 2015 r.)
- [22] Wyrwa A., Adamowicz K.: *Zintegrowane planowanie w przykładowym systemie elektroenergetycznym*, Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/1, 2009, s. 91–101.
- [23] Zamasz, K.: *Metoda drzew decyzyjnych a analiza opcji rzeczowych w procesach oceny efektywności ekonomicznej przedsięwzięć energetycznych*. Rynek Energii, 2011, nr 93(2), s.141.
- [24] Zamasz, K. i Saługa, P.: *Ocena efektywności ekonomicznej projektu rozbudowy mocy elektrociepłowni z wykorzystaniem analizy drzew decyzyjnych*. Rynek Energii, 2010, nr 87( 2), s. 165.

## DEMAND-SIDE MANAGEMENT PROGRAMMES

**Key words:** Demand Side Management, Demand Side Response, electricity, energy security

**Summary.** The paper shows recent changes occurring in the Polish electricity capacity market. Today, the growing importance of consumers in balancing the demand for electricity is becoming more and more apparent. Demand-Side Management (DSM) is a key component of business management and a mechanism which has been known for years. Recently, a new notion has grown in significance: Demand-Side Response defined as a situation where the demand side responds to market signals stimulated by the transmission system operator. DSR mechanisms require the entities participating in the system on a voluntary basis to limit the power capacity of reception devices at the operator's request. Thus, utilities participating in the system gain an income. The paper shows the benefits resulting from demand side management, DSR illustrative programmes and changes in the energy market brought about by the implementation of DSR.

**Tadeusz Olkusiński**, dr hab. inż., AGH w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, adiunkt. E-mail: [olkuski@agh.edu.pl](mailto:olkuski@agh.edu.pl)

**Edmund Ciesielka**, Doradztwo Energetyczne i Inwestycyjne, obecnie Centrum Badań i Rozwoju Technologii dla Przemysłu S.A. E-mail: [edmund.ciesielka@gmail.com](mailto:edmund.ciesielka@gmail.com)

**Adam Szurlej**, dr hab. inż., AGH w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, adiunkt. E-mail: [szua@agh.edu.pl](mailto:szua@agh.edu.pl)

Praca finansowana z badań statutowych AGH nr: 11.11.210.217