

Leszek Pawłowicz*

Koncepcja usprawnienia zarządzania popytem na energię elektryczną w Polsce

Wstęp

Problem zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego jest złożony. W polskim prawie energetycznym bezpieczeństwo energetyczne definiuje się jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska” [ustawa, 1997, art. 3 pkt 16]. Podobnie definiuje je Międzynarodowa Agencja Energii jako „nieprzerwaną fizyczną dostępność dostaw po przystępnej cenie wykonywaną w zgodzie ze środowiskiem” [*Bezpieczeństwo energetyczne...*, 2015]. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne nie oznacza jednak dążenia do maksymalnej niezawodności dostaw energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania odbiorców. Zgodnie z teorią niezawodności stan taki można byłoby osiągnąć poprzez wzrost rezerw nieobciążonych lub częściowo obciążonych. Byłoby to droga wyjątkowo kosztowna. Doprowadziłaby co prawda do prawie absolutnego bezpieczeństwa, ale koszt energii byłby tak wysoki, a konkurencyjność gospodarki byłaby z tego powodu tak niska, że zapotrzebowanie na energię spadałoby, ponieważ malałaby atrakcyjność inwestycyjna kraju. Jeśli zgodzimy się, że energetyka jest dla gospodarki a nie gospodarka dla energetyki, to zgodzimy się również, że osiągnęlibyśmy efekt odwrotny do zamierzonego.

Atrakcyjność inwestycyjną kraju można równie dobrze zniszczyć brakiem bezpieczeństwa energetycznego dla przedsiębiorców, odłączając im w nieprzewidywanym momencie dostęp do energii elektrycznej. Sytuacja taka miała miejsce w Polsce w sierpniu 2015 roku. Polski system elektroenergetyczny znalazł się na granicy destabilizacji. Operator systemu przesyłowego wykorzystał natychmiast, dla potrzeb zarządzania kryzysowego, możliwości wynikające z Prawa energetycznego (art. 11), wprowadzając restrykcyjne ograniczenia w dostawie zamówionej mocy.

* Dr hab., prof. UG, Katedra Bankowości, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Gdański, ul. Armii Krajowej 101, 81-824 Sopot, leszek.pawlowicz@gab.com.pl

Objęto nimi 1600 podmiotów gospodarczych, powodując trudne obecnie do oszacowania straty. Z zaistniałej sytuacji warto wyciągnąć konstruktywne wnioski. Jednym z nich jest pilne wdrożenie zarządzania popytem na energię elektryczną. Nie rozwiązuje ono co prawda problemów o wymiarze strategicznym polskiej energetyki, ale prawdopodobnie jest najważniejszym instrumentem zarządzania kryzysowego.

Celem artykułu jest przedstawienie propozycji zarządzania popytem na energię elektryczną, która minimalizowałaby ryzyko destabilizacji Krajowego Systemu Energetycznego.

1. Istota zarządzania popytem na energię elektryczną

Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się względnie cyklicznym popytem. W istocie mamy przypadek nakładania się na siebie cykli: dobowego, tygodniowego i rocznego. Głównym powodem wahań popytu na prąd jest zmienność klimatu. W Polsce maksymalne zapotrzebowanie na prąd jest: w okresie zimowym – najwyższe ok. godz. 17.00 (zimowy szczyt wieczorny), a w miesiącach letnich – ok. godz. 13.00 (letni szczyt południowy).

Utrzymywanie się bardzo niskich temperatur zimą lub/i bardzo wysokich temperatur latem pogłębia amplitudę cyklu. Warto zauważyć, że w ostatnich latach obserwujemy szybszy wzrost maksymalnej wartości szczytu letniego niż zimowego, głównie z powodu upowszechniania klimatyzatorów i urządzeń chłodniczych. I tak, w ostatnich dziesięciu latach szczytowe zapotrzebowanie w okresie zimowym wzrosło o ok. 11,2%, a w okresie letnim o ok. 25% [*Sprawozdanie...*, 2013]. Nadal jednak kluczowe znaczenie dla bilansu elektroenergetycznego w Polsce ma zapotrzebowanie na energię w tzw. szczycie zimowym.

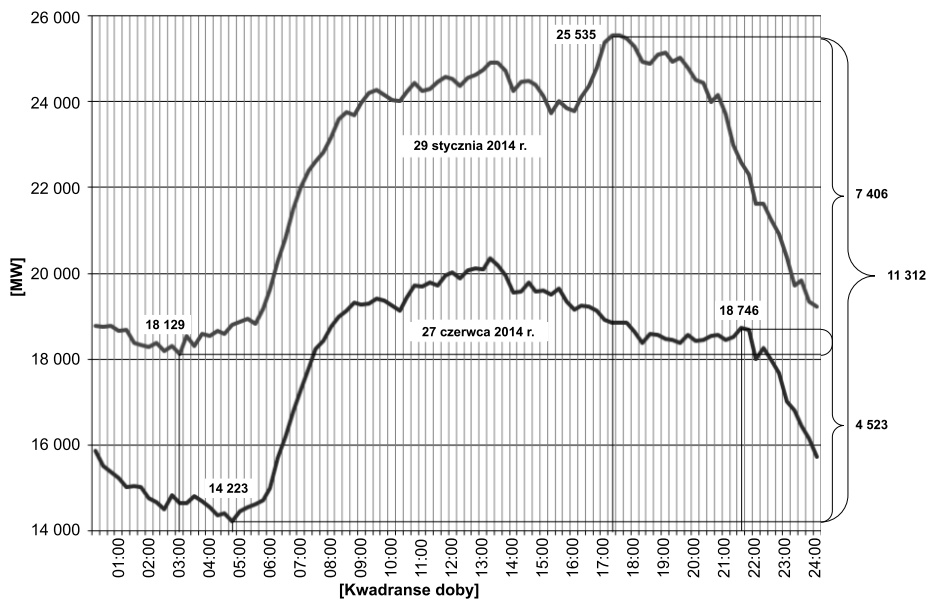
Przebieg krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w godzinach szczytu w roku 2014 ujęto na rysunku 1.

Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w szczycie wieczornym wyniosło w 2014 roku:

- maksymalnie 25,5 tys. MW (29 stycznia 2014),
- minimalnie 18,8 tys. MW (27 czerwca 2014).

Historyczne maksimum zapotrzebowania miało miejsce w 2012 roku (7 lutego) i wyniosło 25,9 tys. MW. Amplituda wahań wynosi zatem ok. 10 tys. MW.

Rysunek 1. Przebiegi krajowego zapotrzebowania na moc dla dnia o maksymalnym i minimalnym zapotrzebowaniu w szczycie wieczornym dnia roboczego w 2014 roku



Źródło: [Raport..., 2014, s. 13].

W Polsce działania na rzecz bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako nieprzerwane dostawy energii, koncentrują się na podaży. Dobitniej wyraża to prof. Jan Popczyk „*Homo energicus* (w tym wypadku sojusz polityczno-energetyczny) i *homo economicus* (dodatkowo jeszcze banki) chce deficyt obciążenia w KSE po 2015 roku, spowodowany dyrektywą 2010/75 (środowiskową), likwidować za pomocą bloków jądrowych i węglowych, pogłębiając zresztą znacznie większy problem nadmiaru mocy w dolinie nocnej” [Popczyk, 2014, s. 10]. Wymaga to kapitałochłonnych inwestycji i przy braku innych działań powoduje wzrost kosztów energii. Nie kwestionując konieczności inwestycji w nowe moce, szczególnie w świetle planowanych likwidacji elektrowni łącznie produkujących 4500 MW, co stanowi ok. 17% tzw. mocy dyspozycyjnej, to niewytłumaczalne są zaniedbania w zakresie zarządzania popytem na energię¹. Zarządzanie popytem pozwala bowiem istotnie zredukować amplitudę wahań popytu na energię. Polega to na dobrowolnej redukcji pobieranej z sieci energii (z reguły w godzinach szczytu) przez klientów w zamian za

¹ Por. szerzej [Onichimowski, 2015].

stosowne wynagrodzenie. Klienci ci decydują się na przesunięcie swojego popytu na energię poza godziny szczytu.

W połowie 2014 roku Europejski Kongres Finansowy rekomendował wdrożenie programu zarządzania popytem na energię elektryczną jako prorynkowego rozwiązania problemu możliwych niedoborów mocy² [Rekomendacja, 2014]. Co więcej, określono warunki skutecznego wdrożenia zarządzania popytem na energię, a także zorganizowana została w PAP debata na ten temat z udziałem osób odpowiedzialnych za stabilność krajowego systemu energetycznego.

Dyskusje na ten temat trwają w Polsce od kilku lat i trudno wytłumaczyć, dlaczego ten relatywnie prosty projekt nie został wdrożony. Potencjał oszczędności energii w godzinach szczytu, który można w ten sposób osiągnąć, szacowany jest na 2 tys. negawatów (NW), a więc więcej niż np. mają produkować nowe bloki elektrowni Opole.

2. Sierpień 2015 – kłopot na zamówienie

Zamiast budować kolejną elektrownię na pokrycie zapotrzebowania w szczycie, a takie zapewne będą konkluzje z zaistniałej sytuacji, która miała miejsce w sierpniu br. po wprowadzeniu administracyjnego ograniczenia poziomu zużycia energii elektrycznej, warto rozważyć alternatywne, tańsze metody zabezpieczenia energetycznego, takie jak zarządzanie popytem. W tym przypadku irracjonalności systemowej na poziomie makroekonomicznym towarzyszy racjonalność na poziomie mikro. Po co bowiem płacić klientom za gotowość redukcji zapotrzebowania na energię, czyli płacić za tzw. negawaty, skoro w majestacie prawa można im prąd odłączyć nieodpłatnie, a to nie generuje kosztów u odłączającego. Konsekwencje odłączeń nie dotyczą bowiem Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), lecz korporacyjnych odbiorców prądu, w odróżnieniu od hipotetycznej sytuacji, gdyby w ramach zarządzania popytem redukcje zapotrzebowania były opłacane. Mamy „kłopot na zamówienie”, jak określa to niekwestionowany autorytet z dziedziny systemów energetycznych prof. Jan Popczyk. Dodałbym, że towarzyszą mu inne, drobniejsze irracjonalności. Przykładowo PSE apelują o ograniczenie zużycia energii w godzinach 11.00–15.00, podczas gdy oferowany przez wszystkich sprzedawców prądu w Polsce system dwutaryfowy (tzw. G-12) stymuluje, poprzez obniżoną cenę, wzrost zużycia energii w godzinach 13.00–15.00.

² Pełne brzmienie rekomendacji Europejskiego Kongresu Finansowego zamieszczono w załączniku.

Zaistniała sytuacja powinna mobilizować odpowiedzialne za stabilność polskiego systemu energetycznego instytucje, w szczególności PSE i URE, do stworzenia warunków dla profesjonalnego zarządzania popytem na energię elektryczną. Należy rzetelnie odpowiedzieć na pytanie: kto płaci za brak zarządzania popytem na energię elektryczną w Polsce?

Otóż płaci cała gospodarka z co najmniej dwóch powodów. Po pierwsze, niewykorzystanie bezinwestycyjnych możliwości zarządzania systemem energetycznym powoduje, że energia jest droższa, co oznacza obniżenie konkurencyjności gospodarki. Po drugie, nieoczekiwane wyłączenia energii powodują nie tylko natychmiastowe straty u producentów, ale również zwiększają ryzyko prowadzenia działalności gospodarczej w kraju dla nowych potencjalnych przedsiębiorców, a zatem zmniejszają atrakcyjność inwestycyjną Polski.

3. Jak usprawnić zarządzanie popytem na energię elektryczną

Ostatnio klasyczne zarządzanie popytem (*Demand Side Management – DSM*) ustępuje miejsca koncepcji określanej terminem *Demand Side Response (DSR)*, oznaczającej „reakcję strony popytowej na sygnały płynące z rynku stymulowane przez operatora systemu przesyłowego” [Okulski i inni, 2015, s. 3]. Uzyskany w ten sposób potencjał redukcji popytu systemu elektroenergetycznego kraju szacuje się na 5–9% mocy szczytowej [Andruszkiewicz, Lorenc, 2014, s. 97–100]. Przedsiębiorcy, którzy godzą się dobrowolnie na redukcję popytu na energię w określonych godzinach, a wynagrodzenie otrzymują za „gotowość”, często nie są zmuszani do wyłączania urządzeń i przerw w produkcji, ponieważ ograniczenie dotyczy wyłącznie poboru energii z sieci elektroenergetycznej. Możliwa jest bowiem zazwyczaj substytucja energii pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez własne generatory prądu. Kalkulacja przedsiębiorcy sprowadza się wówczas do prostego porównania kosztu wytworzenia energii we własnych generatorach do korzyści z tytułu wynagrodzenia od operatora systemu. Szacuje się, że koszt wytworzenia 1 MWh z generatorów zasilanych olejem napędowym wynosi ok. 1000 zł.

Mechanizmy zarządzania popytem na energię charakteryzują się wysoką elastycznością i dlatego stanowią nie tylko tańszy, ale i bardziej sprawny instrument zarządzania bezpieczeństwem dostaw. Warto zauważyć, że godziny szczytu Krajowego Systemu Energetycznego szacowane są na ok. 100 godzin w ciągu roku. Zapewnienie ciągłości dostaw energii w ciągu tych 100 godzin wymaga albo przyrostu podaży nowych

mocy, albo dobrowolnej redukcji popytu w tych godzinach. Przyrost podaży poprzez budowę zwykłego bloku energetycznego o zdolności wytwórczej 500 MW kosztuje ok. 3,5 mld zł inwestycji plus coroczne koszty eksploatacyjne, natomiast redukcja popytu o 500 MW to koszt 600 tys. zł rocznie przy obecnych cenach kontraktowych PSE [Domaros, 2015]. Ogromną zaletą systemów zarządzania popytem jest brak nakładów kapitałowych, w porównaniu do budowy nowych kapitałochłonnych bloków wytwórczych.

Logika ekonomiczna nakazywałaby traktowanie wytwarzania mocy analogicznie jak ograniczenie poboru mocy. Z punktu widzenia niezawodności całego systemu energetycznego utrzymywanie w gotowości rezerwy mocy na wypadek nieoczekiwanych zdarzeń wydaje się tożsame z gotowością do redukcji popytu w tym samym okresie. Z punktu widzenia producentów prądu nie jest to interesujące rozwiązanie, ponieważ nie dość, że ogranicza popyt, to dodatkowo ograniczenie to dotyczy „najdroższych” szczytowych godzin doby. Analogicznie do rynku energii wytwarzanej powinien zatem funkcjonować rynek tzw. negawatów. Oferty redukcyjne odbiorców powinny konkurować z ofertami producentów i sprzedawców.

Technika DR – *Demand Response* – może wiązać się z działaniem na rzecz zwiększenia niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz na działaniach ukierunkowanych na rynek energii, w którym zależnie od sygnałów cenowych odbiorca sam decyduje o zmniejszeniu poboru lub dobrowolnie podporządkowuje się zdalnemu odciążeniu (redukcji zużycia), które może odbywać się z wyprzedzeniem kilkunastu minut czy doby lub on line. Odbiorca, który zgodziłby się na ograniczenie zużycia energii w godzinach szczytu, powinien mieć ekonomiczną zachętę do redukcji poboru mocy i możliwość obniżenia swoich kosztów nabycia energii.

Sygnały cenowe inicjujące reakcję po stronie popytowej (DR) mogą pochodzić od wszystkich segmentów rynku elektroenergetycznego: rynku transakcji natychmiastowych (*spot*), rynku dnia bieżącego (*intra day*), rynku mocy regulacyjnej lub rynku bilansującego. Różnice w cenie energii powinny stymulować przesunięcie popytu odbiorców energii ze strefy wysokiej stawki do strefy stawki niskiej, np. ze „szczytu dziennego” do „doliny nocnej”. Powoduje to ograniczenie wahań zapotrzebowania na energię, a tym samym pozwala na lepsze wykorzystanie mocy wytwórczych, a zatem umożliwia obniżenie ceny energii.

Istotną kwestią są zasady przetargu organizowanego przez operatora (operatorów) systemu elektroenergetycznego. Obecnie przetargi na usługę redukcji mocy są w Polsce organizowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Postępowanie przetargowe dotyczy ośmiu pakietów o określonym wolumenie mocy i czasie, w którym redukcja zostanie przeprowadzona [Część II SIWZ, 2015, s. 2]:

- Pakiet IA – od 10 do 20 MW, redukcja w okresie miesięcy: X–III,
- Pakiet IB – od 10 do 20 MW, redukcja w okresie miesięcy: IV–IX,
- Pakiet IIA – od 21 do 35 MW, redukcja w okresie miesięcy: X–III,
- Pakiet IIB – od 21 do 35 MW, redukcja w okresie miesięcy: IV–IX,
- Pakiet IIIA – od 36 do 55 MW, redukcja w okresie miesięcy: X–III,
- Pakiet IIIB – od 36 do 55 MW, redukcja w okresie miesięcy: IV–IX,
- Pakiet IVA – od 56 do 90 MW, redukcja w okresie miesięcy: X–III,
- Pakiet IVB – od 56 do 90 MW, redukcja w okresie miesięcy: IV–IX.

Podmiot, który wygra przetarg, zobowiązany jest do redukcji mocy zgodnie z postanowieniami umowy na polecenie operatora systemu przesyłowego (OSP). Podczas przetargu wyłaniana jest tylko jedna oferta z każdego pakietu. Podmiot, który wygra przetarg, wynagradzany jest za moc, którą zredukuje na polecenie OSP.

Od kilku lat toczy się dyskusja o zasadności opłaty stałej (wynagrodzenie za gotowość do redukcji popytu). W większości krajów, które skutecznie wdrożyły zarządzanie popytem, podmiot redukujący zapotrzebowanie wynagradzany jest za gotowość. W Polsce nie istnieje gratyfikacja za gotowość.

Dotychczas przeprowadzono kilka przetargów, które ostatnio zdominowane zostały przez spółkę Enspirion należąca do Grupy Energa S.A. Spółka ta jest agregatorem mocy, czyli gromadzi wolumen mocy od odbiorców, z którymi zawiera umowy o redukcję. Agregator może pełnić nie tylko funkcję pośrednika, ale również doradcy dla odbiorców i przyczyniać się do racjonalizacji całego systemu elektroenergetycznego.

Obecnie funkcjonujący w Polsce system zarządzania popytem charakteryzuje się kilkoma wadami:

- 1) jest to system scentralizowany, w którym jedynym odbiorcą negawatów jest PSE, w związku z tym dla potencjalnych dostawców negawatów istotne jest ryzyko „jednego odbiorcy”; jest ono szczególnie ważne w przypadku agregatorów mocy;
- 2) w ramach tego scentralizowanego systemu organizowane są przetargi, w których nie wykorzystuje się atrakcyjnej formy wynagrodzenia

za gotowość do redukcji mocy, przy czym taka gotowość jest przez OSP wymagana³. Ponadto trudno uzasadnić, dlaczego wyłaniana jest jedna oferta wykonawcza dla każdego pakietu, a minimalny wolumen mocy kwalifikujący podmiot do uczestnictwa w przetargu to 10 MW;

- 3) systemowi temu towarzyszy możliwość administracyjnej (bezkosztowej dla OSP) redukcji mocy;
- 4) jest to system, który pozwala obecnie na wykorzystanie ok. 10% potencjału negawatów w kraju.

Generalnie nie jest to system oparty na rozwiązaniach rynkowych, mimo że w Polsce funkcjonuje całkiem nieźle Giełda Energii. Wydaje się, że warto byłoby rozważyć:

- decentralizację systemu, w którym obok PSE odbiorcą negawatów byłyby regionalni operatorzy,
- wynagradzanie za gotowość do redukcji mocy, np. poprzez zastąpienie lub uzupełnienie przetargów o rynek opcji na negawaty.

Wystawcami opcji mogliby być zarówno producenci energii (zobowiązania do dostarczenia określonej ilości MW w określonym czasie na żądanie nabywcy opcji), jak i odbiorcy energii, głównie agregatorzy (zobowiązania do redukcji popytu na energię w określonej ilości MW w określonym czasie na żądanie nabywcy opcji).

Wystawca opcji uzyskuje od nabywcy wynagrodzenie za wystawienie opcji, czyli redukcję ryzyka nabywcy. Wynagrodzenie dla wystawcy opcji jest zatem tożsame z opłatą za gotowość do redukcji popytu na energię w systemie przetargowym na negawaty.

Jeśli wystawca opcji byłby odbiorcą energii, to dopasuje okres i skalę redukcji popytu na energię do swojej specyfiki, np. ewentualnych przerw, urlopów, planowanych przestoju. Pozwala to odbiorcy na redukcję popytu niższym kosztem własnym, może zatem zaoferować niższą cenę opcji. Nabywca opcji informuje rynek, przed jakim ryzykiem i kiedy chciałby się zabezpieczyć.

Uzupełnienie przetargów organizowanych przez PSE o rynek opcji na negawaty pozwala również ocenić racjonalność działań operatora, pozwala bowiem na monitoring, czy i jakim kosztem osiągnane jest bez-

³ Obecnie OSP wymaga bowiem gotowości do świadczenia usługi, ale zapłacić za nią chce tylko wówczas, gdy klient zostanie wezwany do jej realizacji. Jeśli zostanie wezwany, a nie będzie gotowy do wykonania redukcji, to zostanie finansowo ukarany. Trudno zatem oczekiwać na licznych chętnych do redukcji mocy na tych warunkach, chyba że za ekstremalnie wysokie wynagrodzenie. Nie jest to dobra droga do wykorzystania potencjału DSR dla bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego.

pieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Im większa byłaby konkurencja po stronie wystawców opcji, tym niższe byłyby koszty redukcji mocy.

Operator (operatorzy) systemu przesyłowego powinien być nabywcą opcji, czyli prawa do żądania redukcji lub odłączenia odbiorcy od systemu elektroenergetycznego na określonych warunkach i w określonym czasie. Operator (operatorzy) byłiby zobligowani do nabycia opcji na redukcję mocy (negawatów) na poziomie 5–9% mocy szczytowej, np. do nabycia 2000 MW w roku 2016.

Wystawca opcji (odbiorca energii) zobowiązany byłby do redukcji zapotrzebowania na moc w określonym czasie i na określonych warunkach. Mogłoby być zatem wiele różnych rodzajów opcji.

Jeśli rozwinięty zostałby rynek pierwotny negawatów, warto byłoby rozważyć możliwość obrotu giełdowego negawatami. Obrót giełdowy opcjami na negawaty mógłby być jednak trudny do uruchomienia. Kwestie dopuszczenia do rynku wiarygodnych wystawców opcji oraz redukcji ryzyka niedotrzymania umowy opcji dla nabywcy wymagałaby szczegółowego rozwiązania.

Rozwiązania wymaga również kwestia finansowania zakupu opcji oraz ewentualnych interwencyjnych zakupów przez operatora systemu przesyłowego. Mógłby to być np. specjalny fundusz stabilizacyjny, który wymagałby dodatkowych opłat od wytwórców i odbiorców energii. Mógłby to być również refundacja wydatków *ex post* od uczestników rynku. Kosztowe konsekwencje takich rozwiązań byłyby z pewnością niższe niż wprowadzanie niezapowiedzianych ograniczeń dostaw zamówionej energii zgodnie z § 11 Prawa energetycznego.

Zakończenie

Mając na uwadze korzyści wynikające z zarządzania popytem na energię, operator systemu przesyłowego już w 2008 roku planował „przygotować pakiet przedsięwzięć stymulujących jego wdrożenie, jako jeden z elementów zarządzania bezpieczną pracą systemu elektroenergetycznego” [*Infrastruktura...*, 2008]. W roku 2015 mamy trudniejszą sytuację w wyniku zaniechania działań na rzecz zarządzania popytem na energię, ale też lepiej rozwinięty rynek energii i możliwości zastosowania rynkowych rozwiązań.

Dodatkowym argumentem przemawiającym za przyspieszeniem prac nad DSR są kwestie związane z komunikatem Komisji Europejskiej

w sprawie Unii Energetycznej [Pakiet, 2015]. W dokumencie tym podkreśla się konieczność wzmocnienia europejskiego systemu handlu emisjami ETS, wykorzystania możliwości stwarzanych przez energetykę rozproszoną, a także wprowadzenia mechanizmów umożliwiających zarządzanie stroną popytową. Warto zauważyć, że strategiczna rezerwa mocy może być oparta o systemy DSR.

Trudno zrozumieć, dlaczego w projekcie polityki energetycznej Polski do roku 2050 [Projekt, 2015] kwestie DSR zostały zmarginalizowane. W ocenie realizacji polityki energetycznej Polski do roku 2030 nie wskazano zaniedbań w dziedzinie planowanego od siedmiu lat zarządzania popytem, a w programie działań na lata 2015–2018 przewidziano jedynie realizację prac badawczo-rozwojowych dotyczących zarządzania popytem.

Załącznik

Rekomendacja Europejskiego Kongresu Finansowego 2014

pt. „Zarządzanie popytem na energię elektryczną” [Rekomendacja, 2014]

Rekomendujemy wdrożenie programu zarządzania popytem na energię elektryczną jako prorynkowego rozwiązania problemu możliwych niedoborów mocy.

Zarządzanie popytem na energię, czyli *demand side response* (DSR), angażuje odbiorców w rozwiązanie problemu szczytowego obciążenia sieci. Mechanizm polega na dobrowolnym przenoszeniu przez konsumentów swojego zapotrzebowania poza okresy szczytu, co w konsekwencji generuje tzw. jednostki negawatów, czyli energii niezużytej w danym czasie. Próba sięgnięcia po potencjał negawatów to korzystny dla gospodarki transfer środków od „bogatej energetyki” do „biednych klientów”. Dodatkowo, zarządzanie popytem powoduje, że w większym stopniu wykorzystuje się potencjał istniejących elektrowni. To z kolei pozwala unikać nowych inwestycji – prowadzi więc do miliardowych oszczędności.

Uzasadnienie i uszczegółowienie

Niedobory mocy, w Polsce jeszcze czysto teoretyczne, są zagrożeniem możliwym w szczytowych godzinach zapotrzebowania na energię elektryczną, kiedy popyt na energię przewyższy podaż. Zamiast budować kolejną elektrownię na pokrycie zapotrzebowania w szczycie, warto rozważyć alternatywne i tańsze metody zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, takie jak zarządzanie popytem.

Pilotażowe programy zarządzania popytem, przeprowadzone m.in. w Danii, Norwegii i Finlandii, spowodowały redukcję mocy szczytowej na poziomie od 6% do 10%. W Polsce w 2013 roku, zgodnie z danymi PSE SA, maksymalne zapotrzebowanie na moc wyniosło 24 761 MW. Redukcja na poziomie zaledwie 5% w szczycie spowodowałaby obniżenie zapotrzebowania o około 1200 MW, co odpowiada mocy sporej elektrowni. Nawet bogate kraje skandynawskie szukają innych metod równoważenia systemu elektroenergetycznego niż tylko budowa nowych mocy konwencjonalnych – Polska, która ewidentnie do bogatych krajów nie należy, nie powinna postępować inaczej.

Wobec perspektywy wystąpienia deficytu energii w najbliższych latach celem powinno stać się uzyskanie potencjału odpowiedzi strony popytowej na poziomie około 1000 negawatów, co pozwoli na zrównoważone zarządzanie systemem elektroenergetycznym oraz zapewni podstawę dalszego rozwoju skutecznych narzędzi do zarządzania zapotrzebowaniem szczytowym.

Aby pełne wykorzystanie potencjału DSR w Polsce oraz zapewnienie jego wysokiej niezawodności w ograniczaniu szczytowego popytu na energię było możliwe, muszą zostać spełnione cztery podstawowe warunki:

1. Zapewnienie opłacalności zaangażowania odbiorców poprzez zaproponowanie im atrakcyjnego systemu wynagrodzenia. Można to zapewnić dwojako: oferując konsumentom wynagrodzenie stałe (za gotowość) i ewentualnie zmienne (za dokonaną redukcję) lub tak konstruując taryfy, aby motywowały odbiorców do oszczędności płynącej ze zmiany nawyków użytkowania energii elektrycznej (z wysokimi cenami energii w szczycie i zdecydowanie niższymi poza szczytem). Przy czym pierwsza z tych metod skuteczniejsza będzie dla klientów biznesowych, a druga dla gospodarstw domowych.
2. Wprowadzenie rynku usług i zielonego światła dla agregatorów. Odbiorcą DSR jest obecnie operator sieci przesyłowych, a powinni być nimi jeszcze operatorzy usług dystrybucyjnych. Tym samym operatorzy nie powinni być organizatorami podaży, czyli dostawcami dla siebie samych. Rozwój rynku będzie łatwiejszy, jeśli dopuści się podmioty profesjonalnie i odpowiedzialnie agregujące oferty redukcji według pasm i obszarów na zlecenie operatorów. Dodatkową korzyścią z działalności agregatorów byłoby ograniczenie do minimum formalności, które musi spełnić odbiorca chcący przystąpić do programu

bodźcowego. W celu zbudowania rynku agregatorów należałoby w pierwszej kolejności zaprzestać bezpośredniego kontraktowania redukcji przez OSP, dzięki czemu agregatorzy nie musieliby konkurować z bezpośrednim odbiorcą ich usług.

3. Udzielenie dostawcom biznesowym gwarancji, że poprzez uczestnictwo w programie negawatów będą mieli niższe ryzyko niezapowiedzianych wyłączeń prądu – ograniczone do sytuacji wyjątkowych (np. huragany).
4. Powszechne wykorzystanie inteligentnych liczników – w praktyce nie ma zarządzania bez opomiarowania. Zarządzania popytem na szeroką skalę nie da się poprowadzić w oparciu o odczyty liczników energii dokonywane raz na kilka miesięcy.

Literatura

1. Andruszkiewicz J., Lorenc J. (2014), *Warunki wdrożenia w Polsce programów sterowania popytem dla ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną*, „Przegląd Elektrotechniczny”, nr 8.
2. *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, www.bezpeuro.republika.pl, dostęp dnia 26.08.2015.
3. *Część II SIWZ – opis przedmiotu zamówienia Zakup usługi: Redukcja Zapotrzebowania na polecenie OSP (2015)*, www.pse.pl.
4. Domaros N. (2015), *Czy zarządzanie popytem energetycznym poprzez przetargi na redukcje mocy jest efektywną inwestycją w ramach strategii polskiego systemu energetycznego*, praca magisterska, Wydział Zarządzania UG, maszynopis powielany.
5. *Infrastruktura – Środowisko – Energia (2008)*, Dodatek do „Rzeczpospolitej”, 10.06.2008.
6. Okulski P., Ciesielka E., Szurlej A. (2015), *Programy zarządzania popytem odbiorcy energii elektrycznej*, „Rynek Energii”, nr 2(117).
7. Onichimowski G. (2015), *EnerNOC: zmiany na rynku energii postępują za wolno*, energetyka.wnp.pl, dostęp dnia 14.08.2015.
8. Pakiet dotyczący unii energetycznej. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu (2015), COM (2015) 080 final, Bruksela 25 lutego 2015.

9. Popczyk J. (2014), *Energetyka prosumencka*, Publikacja Europejskiego Kongresu Finansowego, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową – Gdańska Akademia Bankowa, Gdańsk.
10. *Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* (2015), Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2015, <http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Polityka+energetyczna>, dostęp dnia 26.08.2015
11. *Raport roczny 2014 KSE* (2014), www.pse.pl.
12. Rekomendacja Europejskiego Kongresu Finansowego *Zarządzanie popytem na energię elektryczną* (2014), www.efcongress.com/pl/zarządzanie-popytem-na-energie-elektryczną, dostęp dnia 26.08.2015.
13. *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2013* (2013), Minister Gospodarki, Warszawa, www.mg.gov.pl.
14. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, t.j. Dz.U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.

Streszczenie

Powrót w Polsce, po dwudziestu latach, administracyjnego ograniczenia poziomu zużycia energii elektrycznej (tzw. stopni zasilania) i wynikających z tej sytuacji konsekwencji ekonomicznych dla całego kraju jest m.in. rezultatem zaniedbań w zakresie wykorzystania alternatywnych, wobec działań koncentrujących się na podaży, metod bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Zarządzanie popytem na energię polega na dobrowolnej redukcji pobieranej z sieci energii (z reguły w godzinach szczytu) przez klientów w zamian za stosowne wynagrodzenie. Klienci ci decydują się na przesunięcie swojego popytu na energię poza godziny szczytu. W artykule zaproponowano również wprowadzenie rynkowych mechanizmów usprawniających zarządzanie popytem na energię elektryczną w Polsce.

Słowa kluczowe

zarządzanie popytem, energia elektryczna, bezpieczeństwo energetyczne, rynek energii

Possible improvements in management of demand for electricity in Poland (Summary)

Returning to administrative system of limiting electricity consumption (i.e. power rationing levels), and the economic consequences of such situation for the whole country result from the failure to use methods of balancing the demand for electricity other than activities focusing on supply. The demand side management in the electricity sector consists in voluntary reduction of energy amount

used by customers (usually at peak times) in return for appropriate financial consideration. Those customers decide to shift their demand for energy to off-hours. The paper also proposes to introduce market mechanisms to facilitate management of demand for electricity in Poland.

Keywords

Demand Side Management, electricity, energy security, energy market