Zeszyty Naukowe
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu
2015, t. 65, nr 8

Tomasz Motowidlak

Uniwersytet Łódzki
Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych
e-mail: tmotowid@uni.lodz.pl
tel. 42 633 08 57

Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej

Streszczenie. *Celem artykułu jest określenie roli, jaką w zapewnieniu ciągłości dostaw energii elektrycznej w UE odgrywa system rezerwy strategicznej. Istota tego systemu tkwi bowiem w możliwości podtrzymania tej ciągłości w sytuacjach awaryjnych.*

W wielu państwach członkowskich UE ciągłość ta staje się zagrożona ze względu na niedobór mocy wytwórczych, spowodowany głównie dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej, która wypiera z rynku konwencjonalne jednostki wytwórcze, a także nieodległą perspektywą wyłączenia znacznej części tych jednostek ze względu na zawansowany wiek i wyeksploatowanie.

Wspomniany cel osiągnięto poprzez analizę roli systemu rezerwy strategicznej w zapewnieniu tej ciągłości w tych państwach członkowskich UE, w których system ten jest najbardziej zaawansowany. Uzupełniający charakter ma analiza rozwoju pozostałych systemów wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w tych państwach, tj. systemu zobowiązań zakupu mocy wytwórczych, systemu aukcji tych mocy, systemu opcji niezawodnościowych, systemu płatności za moce wytwórcze oraz wspierającego je systemu kontraktów różnicowych.

Słowa kluczowe: *rynki mocy, rynek energii elektrycznej UE, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej UE*

Wstęp

W systemach elektroenergetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej (UE) ubywa mocy konwencjonalnych, co może doprowadzić do ich niedoboru.

Ubytek tych mocy sprawia, że zagrożona jest realizacja jednego z podstawowych celów polityki energetycznej UE, zakładającego zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zasadniczą przyczyną ubytku mocy konwencjonalnych w tych systemach jest dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej i prosumenckiej w wielu krajach członkowskich UE, który spowodował trwałe zmiany na rynkach (tylko) energii elektrycznej tych krajów.

Szerokie wsparcie finansowe dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w UE, uprzywilejowanie w systemach elektroenergetycznych oraz niskie koszty zmienne jednostek odnawialnych powodują bowiem, że jednostki te wywołują silną presję na spadek hurtowych cen energii elektrycznej na tych rynkach. Presji tej nie są w stanie wytrzymać konwencjonalne jednostki wytwórcze, które dodatkowo stoją w obliczu kolejnych wzrostów kosztów wytwarzania, wynikających z zaostrzanych norm ochrony środowiska w zakresie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i ograniczaniem emisji CO_2.

Wobec coraz krótszych okresów pracy (także w okresach szczytowych), pułapów cenowych oraz coraz mniejszych wolumenów energii elektrycznej lokowanych na rynkach jednostki konwencjonalne zmagają się z bardzo niską lub wręcz ujemną rentownością swojej działalności wytwórczej. Działalność ta staje się przez to dużym obciążeniem dla wielu przedsiębiorstw energetycznych UE, które poszukują rozwiązań pozwalających na zmniejszenie tego obciążenia.

Jednym z takich rozwiązań jest ograniczenie uczestnictwa w rynku energii elektrycznej i niepodejmowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Rozwiązanie to prowadzi jednak do problemu braku przychodów (*missing money*) i braku mocy konwencjonalnych (*missing capacity*). W dłuższej perspektywie efektem tego rozwiązania jest likwidacja wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach konwencjonalnych, sprzedaż nierentownych „osieroconych" aktywów wytwórczych (*stranded assets*) oraz całkowita zmiana modeli biznesowych przez przedsiębiorstwa energetyczne[1].

Niedobór mocy wytwórczych w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich UE staje się bardziej realny w obliczu bliskiej perspektywy wycofania z tych systemów znacznej części mocy ze względu na zaawansowany wiek i wyeksploatowanie. Z uwagi na nieciągły charakter wytwarzania powstałej luki w systemach elektroenergetycznych nie jest w stanie skutecznie wypełnić moc zainstalowana w energetyce odnawialnej i prosumenckiej, ponieważ wymaga ona rezerwowania przez moce konwencjonalne.

Efekty wspomnianych zmian na rynkach energii elektrycznej państw członkowskich UE wskazują, że zasadnicze cele polityki energetycznej UE nie są spójne. Utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie oraz

[1] *Koniec tradycyjnej energetyki?*, PwC, ING Bank Śląski, 2015, s. 13.

ograniczenie negatywnego wpływu sektora wytwarzania tej energii na środowisko nie sprzyjają bowiem zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Działania państw członkowskich UE wskazują, że problem braku mocy wytwórczych zamierzają one rozwiązać poprzez wprowadzenie systemów wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych (*capacity renumeration mechanisms* – CRM) i systemów stymulowania nowych inwestycji w te moce w sektorze wytwarzania energii elektrycznej UE. Dotychczasowe efekty tych działań oraz bieżące zamierzenia tych państw świadczą o tym, że najczęściej elementami systemów CRM są lub będą systemy: rezerwy strategicznej (*strategic reserve* – SR), zobowiązań zakupu (posiadania) mocy wytwórczych (*capacity obligations* – CO), aukcji mocy wytwórczych (*capacity auctions* – CA), opcji niezawodnościowych (*reliability options* – RO), płatności za moce wytwórcze (*capacity payments* – CP) oraz kontraktów różnicowych (*conctracts for difference* – CfD)[2].

W artykule przedstawiono systemy rezerwy strategicznej Belgii, Niemiec i Austrii, Danii, państw bałtyckich, Szwecji i Finlandii, Holandii i Polski. Systemy te należą bowiem do najbardziej rozwiniętych w UE.

1. Istota systemu rezerwy strategicznej

System SR jest systemem ukierunkowanym, np. pod względem typu, lokalizacji i czasu dostępności określonego wolumenu mocy. System ten zakłada funkcjonowanie jednostek wytwórczych, które utrzymują moc na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacjach nadzwyczajnych, np. podczas szczególnych warunków pogodowych, remontów innych jednostek wytwórczych lub awarii katastrofalnych[3].

Obowiązek utrzymania mocy w ramach systemu SR nakłada na te jednostki operator systemu przesyłowego (OSP), który zawiera z tymi jednostkami kontrakty dotyczące zakresu tego obowiązku. Kontraktacja mocy dokonywana jest przez OSP w ramach ogłaszanych przetargów lub aukcji. Moc może być kontraktowana zarówno w okresach rocznych, jak i w dłuższej perspektywie[4]. Kontrakty dotyczące utrzymania mocy w ramach systemu SR zawierają m.in. wolumen tej mocy, zasady dotyczące momentu zgłoszenia zapotrzebowania na moc, czasu aktywacji mocy oraz opłat pokrywających koszty aktywacji. Jeżeli proces

---

[2] T. Motowidlak, *Ilościowe rynkowe systemy wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Unii Europejskiej*, „Rynek Energii" 2015, nr 2(117), s. 18.

[3] *EI Fact sheet Capacity Mechanismus*, „KU Leuven Energy Institute" 2013, nr 3, s. 3.

[4] B. Tennbakk, *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*, Thema Consulting Group, Brussels 2013, s. 32.

kontraktacji przeprowadzany jest z odpowiednim wyprzedzeniem, w przetargach lub aukcjach mogą uczestniczyć także jednostki wytwórcze, które nie zostały jeszcze uruchomione.

Jednostki wytwórcze funkcjonujące w ramach systemu SR nie biorą czynnego udziału w rynku (tylko) energii elektrycznej (*Energy Only Market* – EOM) i są przywoływane do pracy przez OSP wyłącznie we wspomnianych sytuacjach nadzwyczajnych. Moc tych jednostek pozostaje zatem do dyspozycji OSP. Jednostki te mogą jednak brać udział w rynku bilansującym, gdy system elektroenergetyczny nie może zostać zbilansowany przez innych uczestników rynku energii elektrycznej.

Wspomniane sytuacje cechuje znaczny wzrost cen energii elektrycznej. W teorii ceny te osiągają bowiem poziom maksymalny, zbliżony do VOLL (*Value of Load Lost*)[5]. W praktyce pułap tych cen zostaje ograniczony administracyjnie, zazwyczaj do poziomu najwyższej oferty rynkowej (powiększonej o marżę). Mimo to ceny te mogą implikować import energii elektrycznej, co sprzyja zbilansowaniu rynku.

Zakup mocy w ramach systemu SR dotyczy określonego wolumenu tej mocy. Wobec zakontraktowanej, tj. znanej podaży mocy jej cena aukcyjna kształtowana jest pod wpływem zgłaszanych ofert zapotrzebowania na energię elektryczną. Wszyscy oferenci mocy muszą bezwzględnie zapewnić, pod groźbą obciążenia wysokimi karami pieniężnymi, deklarowany wolumen tej mocy, na określonych w kontrakcie zasadach, do dyspozycji OSP.

Moc oferują zarówno nowe, jak i funkcjonujące już jednostki wytwórcze, w tym jednostki będące własnością OSP. Poprzez gotowość do ograniczenia zapotrzebowania na energię elektryczną na żądanie OSP oferentami mocy w ramach systemu SR mogą być także odbiorcy tej energii. Zatem źródłem mocy oferowanej na aukcjach lub przetargach może być wykorzystanie mechanizmu DSR (*Demand Side Response*). Cena za wspomnianą gotowość waha się od 30 tys. euro/MW/rok w Niemczech i Francji do 120 tys. euro/MW/rok we Włoszech i 200 tys. euro/MW/rok w Hiszpanii[6].

Koszty funkcjonowania systemu SR pokrywane są zazwyczaj przez dodatkowe płatności, które stają się elementem taryfy przesyłowej i obciążają finalnych odbiorców energii elektrycznej. W związku ze stosunkowo niskim poziomem rezerwy strategicznej koszty te nie obciążają generalnie znacząco tych odbiorców. Jednak płatności te mogą być źródłem dodatkowego finansowania jednostek ekonomicznie nieefektywnych i w konsekwencji umożliwić przedłużenie okresu ich eksploatacji.

---

[5] *5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014*, IV edycja Raportu ING Banku Śląskiego i PwC, Warszawa 2014, s. 6

[6] H. Kaliś, *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*, „Energetyka Cieplna i Zawodowa" 2014, nr 2.

Idea systemu SR sprawia, że system ten kierowany jest do niewielkiej grupy jednostek wytwórczych. Roczny czas pracy tych jednostek może być bardzo krótki, co wynika z postulatu zbilansowania systemu jedynie w sytuacjach nadzwyczajnych. Dlatego też jednostkami tymi są najczęściej jednostki wytwórcze nieefektywne, przeznaczone do wycofywania z eksploatacji, bądź jednostki zbudowane z wykorzystaniem urządzeń wycofywanych z eksploatacji (np. silników lotniczych).

2. System rezerwy strategicznej Belgii

Podstawę prawną funkcjonowania systemu SR w Belgii stanowi plan opracowany przez Melchiora Watheleta, ministra ds. energii tego kraju[7]. Plan ten został przedstawiony 27 czerwca 2012 r., a rząd belgijski przyjął go w lipcu 2013 r. Zasadniczym celem tego planu było wsparcie istniejących i budowy nowych jednostek wytwórczych, wykorzystujących gaz ziemny. Źródłem zagrożenia dla dalszego funkcjonowania tych jednostek był bowiem spadek ich konkurencyjności na rynku EOM, wynikający z niższych kosztów wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie jądrowe i instalacje odnawialne[8]. Oprócz wprowadzenia systemu SR plan Watheleta zakładał także wdrożenie elementów systemu CP.

Źródłem środków na realizację celów planu Watheleta ma być jedna trzecia zysku, wynikającego z wydłużenia okresu eksploatacji belgijskich elektrowni jądrowych. Pozostała część tego zysku ma być przeznaczona na rozwój energetyki wiatrowej *offshore*.

Gazowe jednostki wytwórcze, wytwarzając 31% energii elektrycznej ogółem oraz pełniąc funkcję rezerwowych źródeł energii dla instalacji odnawialnych, odgrywały bardzo istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw tej energii w Belgii[9]. Bezpieczeństwo to zostało zagrożone także w wyniku ubytku z systemu elektroenergetycznego Belgii ok. 3 GW mocy wytwórczych, m.in. wskutek trwałego zamknięcia elektrowni węglowej Ruien i elektrowni gazowej Vilvoorde, a także ograniczenia zdolności produkcyjnych elektrowni gazowej Zandvliet[10].

Nie bez znaczenia dla spadku bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii był znaczny spadek możliwości importu tej energii z Niemiec. Energia

---

[7] *The Belgian electricity system at a crossroads: a new energy policy for a successful transition*, Ministry of Energy, Brussels 2012.

[8] K. Mortelmans, *Belgium wants to support gas-fired power plants with nuclear money*, www.naturalgaseurope.com [24.03.2015].

[9] *Energy in figures 2014. Statistical Pockebook 2014*, Publications Office of European Union, Luxembourg 2014, s. 177.

[10] *EI Fact sheet Capacity*…, op. cit., s. 1.

elektryczna z Niemiec była bowiem wykorzystywana do pokrywania niedoborów w jej podaży, które były skutkiem przerw w pracy i remontów bloków jądrowych elektrowni Doel i Tihange. Głównym powodem spadku wspomnianych możliwości importowych było obciążenie transgranicznych węzłów przesyłowych między Belgią i Niemcami nieplanowanymi przepływami energii odnawialnej wytworzonej w Niemczech.

Głównym motywem wprowadzenia systemu SR było wydłużenie okresu funkcjonowania istniejących gazowych jednostek wytwórczych. Istotnym elementem tego systemu była możliwość ograniczenia zapotrzebowania na energię elektryczną przez stronę popytową w ramach mechanizmu DSR. Procedura belgijskiego systemu SR preferuje negocjacje bilateralne jako sposób ustalania ceny mocy wytwórczej[11].

Belgia zamierza wesprzeć system SR poprzez rozwój zdolności magazynowania energii elektrycznej. W zaawansowanym stadium znajdują się bowiem plany budowy na Morzu Północnym, ok. 5 km od kurortu De Haan, sztucznej wyspy energetycznej o zdolności magazynowej ponad 2 GWh. Magazyny miałyby być „wypełniane" energią elektryczną, wytwarzaną w okresach niskiego zapotrzebowania, przez wiatraki, które zostaną uruchomione na tej wyspie.

Wprowadzenie elementów systemu CP dotyczyło nowych gazowych jednostek wytwórczych. W ramach tego systemu przeznaczono na budowę tych jednostek w latach 2016-2022 kwotę 30 mln euro, która pozwoli na wzmocnienie systemu elektroenergetycznego Belgii mocą 800 MW. W ramach planu Watheleta jednostki te zostały także zwolnione z dodatkowych opłat za gaz używany do wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemu rekompensat dla podmiotów zużywających znaczne ilości tego surowca.

3. System rezerwy strategicznej Niemiec i Austrii

W Niemczech potrzeba wprowadzenia systemu SR wynika z dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej i przeciążeń sieci przesyłowej, co stwarza problemy z przesyłem energii odnawialnej[12]. Problemy przesyłowe sprawiają, że uruchomienie tego systemu jest szczególnie istotne dla południowej części Niemiec, w której zlokalizowana jest zdecydowana większość finalnych (w tym

[11] R. Gonne, W. Vandenberghe, *Capacity market in Belgium*, FSR workshop, Florence, 11 października 2013, s. 9.

[12] *Study on capacity remuneration mechanisms*, Regulatory Commission for Electricity and Gas, 11 października 2012, s. 33.

przemysłowych) odbiorców energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje odnawialne zlokalizowane na północy.

Niezależnie od problemów przesyłowych rosnąca moc instalacji odnawialnych wymaga rezerwowania przez moce konwencjonalne. Niestabilny charakter instalacji odnawialnych może być bowiem źródłem niezbilansowania systemu elektroenergetycznego, co stwarza zagrożenie dla prawidłowego jego funkcjonowania. Badania przeprowadzone przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (Organisation for Economic Cooperation and Development – OECD) dla Niemiec wykazały, że koszty współpracy elektrowni wiatrowych z tym systemem wynoszą ok. 32 euro/MWh, podczas gdy dla elektrowni konwencjonalnych koszty te wynoszą tylko ok. 2 euro/MWh[13].

Tymczasem w kolejnej dekadzie w Niemczech wyłączonych zostanie ok. 8 GW mocy elektrowni jądrowych i najstarszych bloków konwencjonalnych. Funkcjonowanie systemu SR pozwoliłoby na wydłużenie cyklu życia wielu z tych bloków. Ponadto wielu wytwórców konwencjonalnych (zwłaszcza gazowych) nie jest w stanie sprostać konkurencji ze strony operatorów instalacji odnawialnych. Sytuacja ta eliminuje z rynku energii elektrycznej tych wytwórców, nie są oni bowiem w stanie pokryć swoich kosztów zmiennych i wypadają z tego rynku według schematu *merit order*.

Firma Ecofys szacuje, że koszt utrzymania 4 GW mocy rezerwowej wyniesie w Niemczech od 140 do 240 mln euro rocznie, co przełoży się na wzrost rachunków dla odbiorców końcowych o ok. 0,1 eurocenta za 1 kWh energii elektrycznej[14]. Według prognoz BundesNetzAgentur (organ regulacyjny Niemiec) wspomniana ilość tej mocy odpowiadała łącznemu zapotrzebowaniu Niemiec i Austrii na moc rezerwową w zimie 2013 r.[15]

Ze względu na stosunkowo długą współpracę oraz głęboką integrację rynków energii elektrycznej Niemiec i Austrii wspomniane wcześniej uwarunkowania i tendencje na rynku Niemiec doprowadziły do podobnych efektów na rynku Austrii. W konsekwencji Austriacka Izba Energii przedstawiła stanowisko, w którym domaga się budowy wspólnego systemu SR[16]. Stanowisko to ma na celu poprawę funkcjonowania rynków energii elektrycznej obu krajów. Istotnym celem Austrii jest umożliwienie importu energii elektrycznej z Niemiec w ilości ok. 15 TWh rocznie, co jest ważne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw tej energii w Austrii.

---

[13] A. Strupczewski, *Ustawa o OZE będzie w ciągu dekady kosztować podatników 129 mld zł*, www.cire.pl [20.01.2015].

[14] *Study on capacity*…, op. cit, s. 34.

[15] *Annual Report 2012*, BNetzA, Bonn 2013.

[16] R. Bajczuk, *Austriacy apelują o reformę rynku energii w Niemczech*, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl [11.02.2015].

4. System rezerwy strategicznej Danii

W Danii koncepcja wprowadzenia systemu SR pojawiła się w 2013 r.[17] Koncepcja ta nie była rozważana wcześniej głównie ze względu na stosunkowo dobrze rozwinięte połączenia transgraniczne tego kraju, zapewniające możliwość importu znacznych ilości energii elektrycznej z różnych kierunków i pokrycia (w razie potrzeby) zapotrzebowania na tę energię w okresach szczytowego obciążenia.

Jednak w 2013 r. moc systemu elektroenergetycznego Danii zmniejszyła się w wyniku wyłączenia elektrowni konwencjonalnych Ensted i Stigsnaes[18]. Z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Danii najistotniejsze było to, że zachwiane zostały relacje między mocą instalacji odnawialnych a mocą jednostek konwencjonalnych, rezerwującą moc tych instalacji. System SR w Danii jest potrzebny jako antidotum dla ryzyka dalszego pogorszenia tej relacji. Do 2020 r. w kraju tym ubędzie bowiem przynajmniej kolejnych 1000 MW mocy konwencjonalnej.

5. System rezerwy strategicznej państw bałtyckich

System SR ma szczególne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej państw bałtyckich. Mimo członkostwa Estonii, Łotwy i Litwy w UE systemy elektroenergetyczne tych państw pozostają bowiem nadal elementem rosyjskiego systemu IPS/UPS (*Integrated Power System/Unified Power System*). Wobec technicznych ograniczeń w imporcie energii elektrycznej z UE państwa te są w dużym stopniu uzależnione od dostaw tej energii z Rosji[19].

Z tego względu funkcję zasadniczego źródła mocy rezerwowej w systemach elektroenergetycznych państw bałtyckich pełniła wzajemna wymiana energii elektrycznej. Wymianie tej sprzyja wyjątkowo efektywna transgraniczna infrastruktura przesyłowa tych państw. Jednak wraz z zamknięciem litewskiej elektrowni jądrowej w Ignalinie w 2009 r. rola tego źródła znacznie spadła. Ponadto niestabilny był import energii elektrycznej z Łotwy, a także (chociaż w znacznie mniejszym stopniu) z Litwy. Wytwarzanie energii elektrycznej na Łotwie opiera się bowiem na wykorzystaniu zasobów wodnych, co skutkuje niedoborami tej energii w tym kraju w okresach suchych.

---

[17] D. Moller Sneum, *Strategic reserve as a Danish capacity remuneration mechanism*, Aalborg University, 2014, s. 3.

[18] P.F. Bach, *Denmark needs a capacity market*, http://pfach.dk [16.03.2015].

[19] *National Energy Independence Strategy, of the Republic of Lithuania*, Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, Vilnius 2012, s. 28.

Bieżące działania państw bałtyckich zmierzają do uruchomienia systemu SR opartego na budowie i wykorzystaniu własnych jednostek wytwórczych. Najbardziej widoczne efekty działania te przyniosły w Estonii. W kraju tym utworzenie systemu SR jest elementem planu rozwoju sektora energetycznego do 2020 r. Celem głównym tego planu jest budowa do 2018 r. nowych jednostek wytwórczych z przeznaczeniem do pracy „w rezerwie" o mocy zapewniającej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej[20].

Uruchomienie tych jednostek ma jednocześnie za cel przesunięcie punktu ciężkości zapewnienia tego bezpieczeństwa z importu energii elektrycznej z Łotwy na krajowe jednostki wytwórcze. Dla celów utrzymania rezerwy mocy wykorzystano już bowiem wszystkie krajowe elektrownie wodne, gazowe jednostki wytwórcze, jak również źródła silnikowe. Szacuje się, że Estonia wykorzystuje moce rezerwowe średnio przez 200 godzin rocznie[21].

Realizując cel główny wspomnianego planu, w październiku 2014 r. kosztem 135 mln euro uruchomiono w miejscowości Kiisa dwie rezerwowe jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym lub olejem napędowym o łącznej mocy 250 MW[22]. Jednostki te są pierwszymi tego typu jednostkami, które będą budowane w Estonii dla zapewnienia rezerwy strategicznej.

Oprócz możliwości dostarczania mocy wytwórczej istota tych jednostek tkwi także w możliwości szybkiego (w ciągu 15 minut) ich uruchomienia. Ich atutem jest także lokalizacja. Stacja Kiisa jest bowiem bardzo dobrze połączona liniami wysokiego napięcia z innymi kluczowymi stacjami w północnej Estonii, np. ze stacją Rakvere, Paide, Narva, Harku i Tallin. Jednostki uruchomione w miejscowości Kiisa mogą zatem z powodzeniem przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w regionie Estonii o największym zapotrzebowaniu na tę energię[23].

Na Litwie i na Łotwie zasadniczym źródłem mocy rezerwowej są istniejące jednostki wytwórcze, wykorzystujące zarówno zasoby wodne, jak i gaz ziemny oraz olej opałowy. Na Litwie kilka z tych jednostek (w tym jednostek kogeneracyjnych) zostało uruchomionych lub zmodernizowanych w ostatnich latach w celu uzupełnienia ubytku mocy w systemie, który był konsekwencją zamknięcia elektrowni jądrowej w Ignalinie.

Zatem jednostki te pełnią przede wszystkim funkcję jednostek systemowych, zapewniających jednocześnie operacyjną rezerwę mocy. Jednostki te pracują,

---

[20] *National Development Plan of the Energy Sector until 2020*, Ministry of Energy of Estonia, Tallin 2009, s. 65.

[21] *Emergency Reserve Power Plants*, http://elering.ee [14.03.2015].

[22] *Elering is inaugurating its emergency reserve power plants in Kiisa today*, www.elering.ee [14.03.2015].

[23] *Elering and Wärtsilä sign the construction contract for the emergency reserve power station*, http://elering.ee [15.03.2015].

mimo że wytwarzana przez nie energia elektryczna jest droższa od energii importowanej. W obu wspomnianych krajach najbardziej skonkretyzowane plany budowy drugiej (po jednostce estońskiej) typowej jednostki zapewniającej rezerwę strategiczną istnieją na Łotwie[24]. Jednostka ta miałaby być wykorzystywana w przypadku awarii łączy transgranicznych i ograniczenia możliwości importu energii elektrycznej.

6. System rezerwy strategicznej Szwecji i Finlandii

Najdłużej funkcjonującymi systemami SR w krajach członkowskich UE są systemy Szwecji i Finlandii. Bezpośrednim powodem uruchomienia tych systemów, odpowiednio w 2003 i 2006 r., było uniknięcie zamykania starszych konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Mimo dużego udziału energetyki wodnej w wytwarzaniu energii elektrycznej w obu krajach jednostki te odgrywały bowiem bardzo istotną rolę w zaopatrzeniu w tę energię południowych regionów tych krajów, przy czym rola ta zawsze rosła w okresach suchych[25].

W Szwecji dodatkowym czynnikiem przesądzającym o wprowadzeniu systemu SR były obawy rządu tego kraju, że w obliczu nadchodzącej zimy mechanizmy rynkowe nie będą w stanie samodzielnie uzupełnić niedoboru mocy wytwórczych, jaki powstanie wskutek decyzji o wyłączeniu dwóch reaktorów jądrowych. W Finlandii czynnikiem takim były problemy z importem energii elektrycznej z Rosji.

W pierwotnych zamiarach systemom SR Szwecji i Finlandii przypisano charakter tymczasowy. Jednak już kilka razy przedłużano okres ich funkcjonowania. W Finlandii funkcjonowanie systemu SR przewidziano do 2016 r., tj. do momentu uruchomienia elektrowni jądrowej w Olkiluoto. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że funkcjonowanie systemów SR wywierało „ograniczony" wpływ na funkcjonowanie rynku EOM w obu krajach.

Systemy SR Szwecji i Finlandii przewidują możliwość pozyskania mocy rezerwowej zarówno w drodze wytwarzania, jak i ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez stronę popytową w ramach mechanizmu DSR. System szwedzki zakłada stopniowe ograniczanie wytwarzania jako źródła mocy rezerwowej na rzecz wzrostu zakresu wykorzystania tego mechanizmu. Coraz mniejszy ma być wolumen mocy rezerwowej, a system SR ma zostać wycofany w 2020 r.

---

[24] P. Karlis, *Latvia emergency reserve power plant*, www.linkedin.com [16.03.2015].

[25] N. Damsgaard, A. Badano, *Ensuring security of supply in the Nordic countries*, www.agienergia.it [15.03.2015].

Tabela 1. Założenia szwedzkiego systemu rezerwy strategicznej dotyczące wolumenu i źródeł mocy (dane w MW)

Lp.	Zimy	Moc rezerwowa – łącznie	Moc rezerwowa – wytwarzanie	Moc rezerwowa – DSR
1	2010-2011	1892	1309	583
2	2011-2012 i 2012-2013	1750	1312	438
3	2013-2014 i 2014-2015	1500	750	750
4	2015-2016 i 2016-2017	1000	250	750
5	2017-2018	750	0	750

Źródło: opracowanie własne na podstawie: G. Brunekreeft, N. Damsgaard, L. de Vries, P. Fritz, R. Meyer., *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011.

Oczekuje się bowiem, że odpowiednią rezerwę mocy w systemie elektroenergetycznym samodzielnie zapewni wykorzystanie mechanizmu DSR[26].

Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że jedynym źródłem mocy rezerwowej w Finlandii było wytwarzanie. W wyniku pierwszej aukcji przeprowadzonej wiosną 2011 r. zakontraktowano 600 MW tej mocy, która miała być wykorzystana w okresie od października 2011 do czerwca 2013 r. Moc rezerwową miały zapewnić trzy (zaawansowane wiekowo) jednostki wytwórcze, wykorzystujące olej opałowy i węgiel kamienny. W okresie kolejnych sześciu miesięcy wolumen mocy rezerwowej decyzją organu regulacyjnego Finlandii zmniejszono do 365 MW i do dwóch ograniczono liczbę jednostek wytwórczych, którym powierzono utrzymanie tej mocy. Jednocześnie od grudnia 2013 r. wprowadzono możliwość pozyskania tej mocy w drodze wykorzystania mechanizmu DSR, przy czym nie określono minimalnego poziomu tego wykorzystania[27].

Wysoki jest potencjał ograniczenia zużycia energii elektrycznej tkwiący w mechanizmach DSR Szwecji i Finlandii, a także Norwegii (tab. 4). W Szwecji szacuje się go na 978 MW, w Finlandii na 1138 MW, zaś w Norwegii na 769 MW. Potencjał ten tkwi głównie w odbiorcach energii elektrycznej branży celulozowo-papierniczej i hutniczej obu krajów[28].

Zarówno w Szwecji, jak i w Finlandii utrzymywanie mocy rezerwowej wynagradzane jest generalnie w ramach systemu SR. Zatem w krajach tych moc ta nie jest zazwyczaj przedmiotem handlu ani na rynku dnia następnego (RDN), ani

[26] G. Brunekreeft, N. Damsgaard, L. de Vries, P. Fritz, R. Meyer, *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011, s. 28.

[27] *National Report 2013 to the ACER and EC*, Energy Market Authority Finland, Ref: 675/601/2013, s. 50.

[28] U. Hammarstedt, M. Nilson, *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014, s. 23.

Tabela 2. Potencjał DSR w krajach skandynawskich (dane w MW)

Kraj	Produkcja aluminium	Produkcja chlorków	Produkcja celulozy	Produkcja papieru	Recycling papieru	Produkcja stali	Produkcja cementu	Razem
DK	0	0	0	4	34	0	27	65
FI	0	14	797	126	21	168	12	1138
NO	396	32	252	18	13	36	22	769
SE	37	19	629	105	46	108	34	978
Baltic	0	0	21	3	7	0	28	59
Razem	433	65	1699	256	121	312	123	

Oznaczenia: DK – Dania, FI – Finlandia, NO – Norwegia, SE – Szwecja, Baltic – państwa bałtyckie

Ź r ó d ł o: opracowanie własne na podstawie: U. Hammarstedt, M. Nilson, *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014.

na rynku bilansującym. Jednak moc ta może się stać przedmiotem tego handlu na tych rynkach w tych krajach w przypadku ryzyka wystąpienia ograniczeń w podaży energii elektrycznej. W Szwecji moc rezerwowa kierowana jest wówczas na rynek RDN po cenie odpowiadającej poziomowi ostatniej zaakceptowanej oferty komercyjnej powiększonemu o 0,1 euro/MWh[29]. Z kolei system SR Finlandii przewiduje możliwość dodatkowej sprzedaży mocy rezerwowej jedynie na rynku bilansującym.

Szwedzki system SR zakłada kontraktację mocy na miesiące zimowe w cyklach rocznych. W systemie fińskim kontraktacja ta odbywa się w czerwcu i grudniu, tj. dwukrotnie w ciągu roku. W obu krajach dostawcy mocy rezerwowej wyłaniani są w drodze przetargów, organizowanych przez OSP.

7. System rezerwy strategicznej Holandii

W Holandii zasady systemu SR, tzw. *safety net*, opracowano w 2003 r., chociaż jednocześnie analizowano możliwość wprowadzenia systemu RO[30]. W systemie rezerwy strategicznej główna rola przypada OSP, który sygnalizuje Ministrowi Gospodarki potrzeby systemu elektroenergetycznego w zakresie rezerw mocy wytwórczych, niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii

[29] B. Tennbakk, op. cit, s. 40.

[30] C. Vazquez, C. Batlle, M. River, J. Perez-Arriaga, *Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options*, Comillas, Madrid 2003, s. 11.

elektrycznej. Decyzja rządu upoważnia OSP do zakontraktowania wymaganej, dodatkowej ilości mocy rezerwowej. Kontrakty na dostawę mocy obejmują okres kilku lat, tak aby stanowiły wystarczający bodziec do inwestowania. Z systemu SR nie skorzystano jednak dotychczas. Nie było to konieczne ani w okresie do 2008 r., w którym Holandia była silnie uzależniona od importu energii elektrycznej, ani później, kiedy wystarczająca była podaż tej energii[31]. Jednym z najbardziej prawdopodobnych kierunków rozwoju systemów wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Holandii jest wykorzystanie systemu RO.

OSP Holandii korzysta za to z rezerwy operacyjnej, dostarczanej przez „elastyczne" gazowe jednostki wytwórcze. Rezerwa ta wykorzystywana jest zarówno w celu bieżącego bilansowania podaży i popytu na energię elektryczną, jak również na potrzeby funkcjonowania sieci przesyłowej[32]. Utrzymywaniu tej rezerwy sprzyja obowiązek przeznaczania na rynek wszelkich nadwyżek energii elektrycznej, nałożony na jednostki wytwórcze o mocy większej niż 60 MW.

8. System rezerwy strategicznej Polski

System elektroenergetyczny Polski posiada aktualnie wystarczający wolumen mocy wytwórczej dla zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w standardowych warunkach. System SR wraz z systemem rezerwy operacyjnej wprowadzono, ponieważ występowały już stany zagrożenia tego bezpieczeństwa w warunkach niestandardowych[33]. System ten był także niezbędny ze względu na istotne wyzwania dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przed którymi stanął polski system elektroenergetyczny.

W najbliższych latach z tego systemu ubędzie bowiem ok. 20% mocy wytwórczej. Wskutek zaawansowanego wieku i konieczności spełnienia coraz ostrzejszych wymogów dotyczących emisji CO_2 i zanieczyszczeń przemysłowych w latach 2014-2028 w Polsce wycofane zostaną z eksploatacji jednostki wytwórcze o łącznej mocy ponad 5200 MW[34], przy czym znaczna część tej mocy zostanie wyłączona do końca 2016 r. Mimo poprawy efektywności energetycznej

---

[31] *Authority for Consumers and Markets National Report on Energy Regulation 2012*, „Authority for Consumers and Markets", 2013, s. 7.

[32] I. Lampropoulos, J. Frunt, A. Virag, *Analysis of the market-based service provision for operating reserves in the Netherlands*, www.e-price-project.eu [16.02.2015].

[33] *European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and internal market in electricity. A TGPE response paper*, www.tgpe.pl [15.02.2015].

[34] *Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014-2028*, „Biuletyn URE" 2014, nr 4(90), s. 6.

i wzrostu oszczędności energii istotne wyzwanie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi prognozowany wzrost zapotrzebowania na tę energię.

W Polsce znaczącym źródłem wytwarzania energii elektrycznej stały się farmy wiatrowe, których aktywność zależna jest od warunków atmosferycznych. Podobnie jak w Niemczech wzrost mocy odnawialnej sprawia, że coraz istotniejsze w Polsce stają się problemy *merit order*, rezerwowania tej mocy oraz negatywnego wpływu generacji odnawialnej na pracę systemu elektroenergetycznego.

Niskie ceny energii elektrycznej w połączeniu z niepewnością co do ostatecznych regulacji unijnych i krajowych determinujących głównie koszty emisji CO_2 powodują, że w Polsce wstrzymanych zostało wiele strategicznych decyzji inwestycyjnych. Z szacunków Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wynika, że w 2014 r. polskie przedsiębiorstwa energetyczne deklarowały wybudowanie o 11 500 MW mocy mniej niż w 2011 r. Jednocześnie opóźnia się realizacja inwestycji już rozpoczętych. Wskutek opóźnień niewielkie jest prawdopodobieństwo płynnego zastąpienia wycofywanych mocy przez moce budowane.

Do końca 2016 r. planowane jest bowiem uruchomienie gazowych jednostek wytwórczych w Stalowej Woli i Włocławku o łącznej mocy tylko 900 MW. Blok o mocy 1075 MW w elektrowni Kozienice ma rozpocząć pracę w 2017 r. Do końca 2018 r. gotowe mają być bloki Elektrowni Opole o łącznej mocy 1800 MW oraz Elektrowni Łagisza o mocy 450 MW. W kolejnych dwóch latach planowane jest uruchomienie bloków o mocy 910 MW w Jaworznie i 460 MW w Turowie. W efekcie w 2015 r. w polskim systemie elektroenergetycznym może braknąć 800 MW w 2016 r. i 1100 MW w 2017 r.[35]

Systemem SR i systemem rezerwy operacyjnej w Polsce objęto część wyeksploatowanych, nieefektywnych i przeznaczonych do zamknięcia jednostek wytwórczych. Dzięki temu z ok. 7000 MW do ok. 5200 MW zmniejszyła się moc, którą planowano wycofać z systemu elektroenergetycznego. W ten sposób, ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w ramach systemu SR przedłużono żywotność dwóch bloków o mocy ponad 450 MW w Elektrowni Dolna Odra. W marcu 2014 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) włączyła do systemu SR 376 MW mocy bloków Elektrowni Siersza i Stalowa Wola.

Jednocześnie od stycznia 2014 r. część nieefektywnych jednostek wytwórczych (w tym m.in. bloki Elektrowni Połaniec i Rybnik) objęto systemem rezerwy operacyjnej. PSE SA planowała przeznaczyć na dopłaty dla tych jednostek w 2014 r. kwotę w wysokości 400 mln zł[36].

---

[35] J. Piszczatowska, *Jak dać impuls do inwestycji*, „Rzeczpospolita", 3 września 2013 r.

[36] R. Zasuń, *Energetycy walczą o rezerwę*, www.wysokienapiecie.pl [21.03.2015].

Około 200 MW mocy PSE SA zamierza pozyskać w drodze wykorzystania mechanizmu DSR. Rozstrzygnięcie dotychczasowych przetargów pozwoliło na uzyskanie w latach 2013-2014 potencjału redukcji mocy w wysokości ok. 150 MW. Zwycięzcami tych przetargów i „dostawcami" tego potencjału zostały spółki PGE GiEK SA i Enspirion Sp. z o.o.

Z raportu autorstwa firmy Ernst & Young, przygotowanego na zlecenie polskich firm energetycznych, przekazanego do Ministerstwa Gospodarki w listopadzie 2014 r., wynika, że prace nad budową docelowego systemu wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych zmierzają w kierunku funkcjonowania równoległego systemu CA i kontraktów CfD. Szacuje się, że docelowe rozwiązanie ma być wdrożone w 2017 r.[37]

Podsumowanie

Systemy CRM stają się coraz powszechniejszą odpowiedzią państw członkowskich UE na aktualnie pojawiające się lub prognozowane niedobory mocy wytwórczych. Dotychczasowe doświadczenia tych państw wskazują, że rynki (tylko) energii elektrycznej nie radzą sobie z rozwiązaniem problemu tych niedoborów. Istota tego problemu tkwi w tym, że brak dostaw energii elektrycznej powoduje straty lub utraty korzyści wielokrotnie przekraczające cenę tej energii. Państwa nie wdrażające systemów CRM muszą się liczyć z większym importem energii elektrycznej.

System SR jest najprostszym system CRM. Między innymi z tego względu jest on najbardziej rozpowszechniony wśród państw członkowskich UE. Do najbardziej istotnych zalet systemu SR należy zaliczyć m.in. łatwość wdrożenia oraz objęcie tylko niezbędnych jednostek wytwórczych z punktu widzenia pokrycia zapotrzebowania szczytowego, co ogranicza koszty funkcjonowania tego systemu. Koszty funkcjonowania systemu SR są generalnie znacznie niższe od kosztów funkcjonowania innych systemów CRM. Ponadto system SR nie zakłóca procesu kształtowania rynkowych cen energii elektrycznej, które pozostają głównym czynnikiem determinującym decyzje inwestycyjne.

Do podstawowych wad systemu SR należy częste ukierunkowanie na zaawansowane wiekowo i dodatkowo nieefektywne jednostki wytwórcze, które w przeciwnym razie zostałyby zamknięte. System ten nie kreuje bodźców inwestycyjnych dla tych jednostek. Ze względu na zbyt częste potrzeby aktywacji jednostek wytwórczych system ten nie jest optymalnym rozwiązaniem z punktu

[37] J. Piszczatowska, *Znamy projekt polskiego rynku mocy*, www.wysokienapiecie.pl [15.02.2015].

widzenia rezerwowania jednostek odnawialnych. Jeśli system SR obejmuje wynagrodzeniem także odbiorców energii elektrycznej, ograniczających zużycie tej energii w ramach mechanizmu DSR, mechanizm ten staje się mniej efektywny na rynku (tylko) energii elektrycznej. Działania podejmowane w ramach systemu SR mają charakter krótkoterminowy i nie rozwiązują podstawowego problemu, jakim jest brak opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Najczęstszymi przyczynami wprowadzenia systemu SR było zapewnienie mocy rezerwowej dla jednostek odnawialnych (Austria, Dania, Niemcy, Polska), wydłużenie okresu eksploatacji konwencjonalnych gazowych jednostek wytwórczych (Niemcy, Polska, Szwecja), w tym gazowych (Belgia, Niemcy), oraz ograniczenie importu energii elektrycznej (Estonia Finlandia, Litwa, Łotwa).

Literatura

Annual Report 2012, BNetzA, Bonn 2013.

Authority for Consumers and Markets National Report on Energy Regulation 2012, „Authority for Consumers and Markets", 2013.

Brunekreeft G., Damsgaard N., de Vries L., Fritz P., Meyer R., *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011.

Bach P.F., *Denmark needs a capacity market*, http://pfach.dk [16.03.2015].

Bajczuk R., *Austriacy apelują o reformę rynku energii w Niemczech*, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl [11.02.2015].

Damsgaard N., Badano A., *Ensuring security of supply in the Nordic countries*, www.agienergia.it [15.03.2015].

EI Fact sheet Capacity Mechanismus, „KU Leuven Energy Institute" 2013, nr 3.

Elering is inaugurating its emergency reserve power plants in Kiisa today, www.elering.ee [14.03.2015].

Elering and Wärtsilä sign the construction contract for the emergency reserve power station, http://elering.ee [15.03.2015].

Emergency Reserve Power Plants, http://elering.ee [14.03.2015].

Energy in figures 2014. Statistical Pockebook 2014, Publications Office of European Union, Luxembourg 2014.

European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and internal market in electricity. A TGPE response paper, www.tgpe.pl [5.02.2015].

Gonne R., Vandenberghe W., *Capacity market in Belgium*, FSR workshop, Florence, 11.10.2013.

Hammarstedt U., Nilson M., *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014.

Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014-2028, „Biuletyn URE" 2014, nr 4(90).

Kaliś H., *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*, „Energetyka Cieplna i Zawodowa" 2014, nr 2.

Karlis P., *Latvia emergency reserve power plant*, www.linkedin.com [16.03.2015].

Koniec tradycyjnej energetyki?, PwC, ING Bank Śląski, 2015.

Lampropoulos I., Frunt J., Virag A., *Analysis of the market-based service provision for operating reserves in the Netherlands*, www.e-price-project.eu [16.02.2015].
5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014, IV edycja Raportu ING Banku Śląskiego i PwC, Warszawa 2014.
Moller Sneum D., *Strategic reserve as a Danish capacity remuneration mechanism*, Aalborg University, 2014.
Mortelmans K., *Belgium wants to support gas-fired power plants with nuclear money*, www.naturalgaseurope.com [24.03.2015].
Motowidlak T., *Ilościowe rynkowe systemy wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Unii Europejskiej*, „Rynek Energii" 2015, nr 2(117).
National Development Plan of the Energy Sector until 2020, Ministry of Energy of Estonia, Tallin 2009.
National Energy Independence Strategy, of the Republic of Lithuania, Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, Vilnius 2012.
National Report 2013 to the ACER and EC, Energy Market Authority Finland, Ref: 675/601/2013, 2013.
Piszczatowska J., *Jak dać impuls do inwestycji*, „Rzeczpospolita", 3 września 2013 r.
Piszczatowska J., *Znamy projekt polskiego rynku mocy*, www.wysokienapiecie.pl [15.02.2015].
Strupczewski A., *Ustawa o OZE będzie w ciągu dekady kosztować podatników 129 mld zł*, www.cire.pl [20.01.2015].
Study on capacity remuneration mechanisms, Regulatory Commission for Electricity and Gas, 11.10.2012.
Tennbakk B., *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*, Thema Consulting Group, Brussels 2013.
The Belgian electricity system at a crossroads: a new energy policy for a successful transition, Ministry of Energy, Brussels 2012.
Vazquez C., Batlle C., River M., Perez-Arriaga J., *Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options*, Comillas, Madrid 2003.
Zasuń R., *Energetycy walczą o rezerwę*, www.wysokienapiecie.pl [21.03.2015].

Strategic reserve systems in EU member states

Abstract. *The aim of this article is to define the role of a strategic reserve system in ensuring the continuity of electricity supply in the EU. The essence of this system lies in the possibility of maintaining this continuity in emergency situations.*

In many EU Member States, this continuity is threatened because of a shortage of production capacity, mainly due to the dynamic development of renewable energy, which displaces the conventional market generation units, as well as, the near prospect of excluding a large portion of these units due to an advanced age and exploitation.

That objective was achieved through the analysis of the role of this system in ensuring the continuity of electricity supply in the EU Member States, where the system is more advanced. Another goal, which is complementary in nature, is to analyze the development of other capacity remuneration systems in these countries, e.g. systems of capacity obligation, capacity auctions, reliability options, capacity payments, and supporting the system of contracts for difference.

Keywords: *capacity markets, electricity market of EU, security of electricity supply of EU*