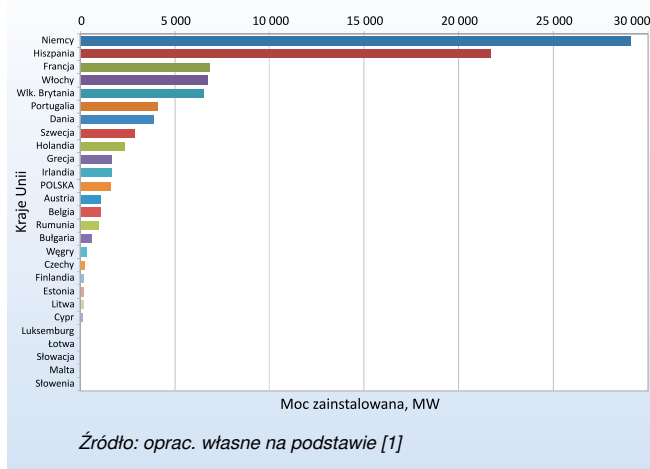


Wykorzystanie technologii magazynowania energii do integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym

Application of energy storage technology for integration of wind farms with an electric power system

Od kilkunastu lat obserwowany jest dynamiczny rozwój wykorzystywania energii odnawialnej do wytwarzania energii elektrycznej, przy czym w większości krajów (również w Polsce) rozwój ten dotyczy głównie źródeł wytwórczych wykorzystujących energię wiatru. Zgodnie z danymi *Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator S.A. (PSE Operator S.A.)* moc zainstalowana źródeł wiatrowych przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) osiągnęła 2 316 MW (stan na 01.09.2012 r.).

Według informacji opublikowanych przez Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej – EWEA [1] Polska znajdowała się na koniec 2011 roku na 12. miejscu spośród krajów Unii Europejskiej (UE) (rys. 1), jeśli chodzi o moc zainstalowaną w źródłach wiatrowych. Natomiast udział produkcji w tych źródłach w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, wynoszący 2,3%, uplasował Polskę na miejscu 19. W tym ostatnim przypadku, w czołówce znajdują się takie kraje UE, jak: Dania (25,9%), Hiszpania (15,9%) oraz Portugalia (15,6%).



Rys. 1. Moc zainstalowana w źródłach wiatrowych w krajach Unii Europejskiej (na koniec 2011 r.)

Perspektywy rozwoju tej grupy źródeł wytwórczych w kraju są optymistyczne sądząc na podstawie:

- aktualnych planów rozwojowych przewidujących uruchomienie do 2020 r. ok. 6 650 MW w źródłach wiatrowych [2],
- istniejącego i ciągle udoskonalanego systemu wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE).

Oba wymienione czynniki rozwojowe są efektem zobowiązań podjętych przez Polskę w stosunku do Komisji Europejskiej. Te z kolei stanowią fragment realizacji obecnej polityki energetycznej i ekologicznej całej UE.

PSE Operator S.A. w ramach wypełniania nałożonych ustawą *Prawo energetyczne* [3] zadań Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) jest odpowiedzialny między innymi za:

- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej oraz
- zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokojenia potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej.

Jednym z istotniejszych zadań realizowanych przez *PSE Operator S.A.* jest wydawanie na wniosek inwestora warunków przyłączenia dla nowych źródeł wiatrowych, a w konsekwencji również ich przyłączanie do sieci przesyłowej. Spółka, zgodnie z obowiązującymi przepisami, opiniuje także wydawane przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) warunki przyłączenia tych źródeł do sieci 110 kV.

Prawidłowa realizacja w kolejnych latach zadań związanych z odpowiedzialnością za wyżej wymienione obszary wymaga od OSP uwzględnienia w planowanych działaniach przewidywanego tempa rozwoju źródeł wiatrowych, w tym przystosowania KSE do przyłączenia dużej liczby tych źródeł oraz do prowadzenia ruchu systemu z dużym udziałem źródeł odnawialnych.

W niniejszym artykule przedstawiono wybrane problemy związane z integracją źródeł wiatrowych z KSE oraz możliwości wykorzystania w ramach tej integracji technologii magazynowania energii.

Specyfika współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną

Źródła wiatrowe w porównaniu z konwencjonalnymi źródłami ciepłymi stosowanymi do produkcji energii elektrycznej charakteryzują się kilkoma cechami specyficznymi. Należą do nich:

- występujący często brak korelacji pomiędzy wielkością produkcji energii elektrycznej, uzależnionej od bieżącej siły wiatru, a poziomem zapotrzebowania odbiorców końcowych,
- możliwość nagłej (nieprzewidywalnej) zmiany mocy wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej, także uzależnionej od nagłych zmian prędkości wiatru,
- niska przewidywalność pracy źródeł wiatrowych w dłuższych okresach w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

Wymienione powyżej cechy charakterystyczne tej kategorii źródeł wytwórczych mogą powodować problemy ruchowe i eksploatacyjne dla systemu elektroenergetycznego, o czym świadczą sytuacje obserwowane w innych krajach europejskich cechujących się obecnie znacznie większym wykorzystaniem wiatru do produkcji energii elektrycznej.

W celu redukcji negatywnych skutków pracy dużej liczby źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny operatorzy systemów przesyłowych stosują zróżnicowane środki zaradcze, które można podzielić na trzy podstawowe grupy. Są to:

- działania dostosowawcze w zakresie istniejących w systemie elektroenergetycznym źródeł wytwórczych,
- wykorzystanie technologii magazynowania energii,
- uruchomienie przedsięwzięć dotyczących sterowania popytem.

Pierwsza z wymienionych grup instrumentów dotyczy zastosowania istniejących źródeł wytwórczych do zastępowania pracy źródeł wiatrowych w przypadku ograniczania ich pracy lub całkowitego braku generacji w związku ze zmiennością warunków wiatrowych. Do działań szczegółowych w tej grupie należą:

- zwiększenie udziału źródeł o szybkim starcie (np. źródeł szczytowych lub pracujących w trybie interwencyjnym),
- zwiększenie zakresu pracy istniejących źródeł konwencjonalnych,
- zwiększenie zdolności regulacyjnych całego systemu elektroenergetycznego.

W ramach drugiej grupy instrumentów, działania związane z wykorzystaniem technologii magazynowania energii pozwalają na:

- łagodzenie zmienności generacji ze źródeł wiatrowych wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej w krótszych okresach czasowych,
- ograniczenie wykorzystywania konwencjonalnych źródeł szczytowych w sytuacjach zmian generacji ze źródeł wiatrowych,
- przenoszenie generacji elektrycznej z godzin pozaszczytowych na godziny szczytowe.

Wykorzystanie instrumentów w zakresie zarządzania popytem odbiorców końcowych obejmuje stosowanie zachęt ekonomicznych (np. w postaci specjalnych taryf) lub bilateralnych umów zapewniających operatorom sieciowym wpływ na pobór mocy i energii elektrycznej przez odbiorców końcowych pod kątem jego dostosowania do bieżącej sytuacji w KSE wy-

nikającej z pracy źródeł wiatrowych. Może to w szczególności dotyczyć:

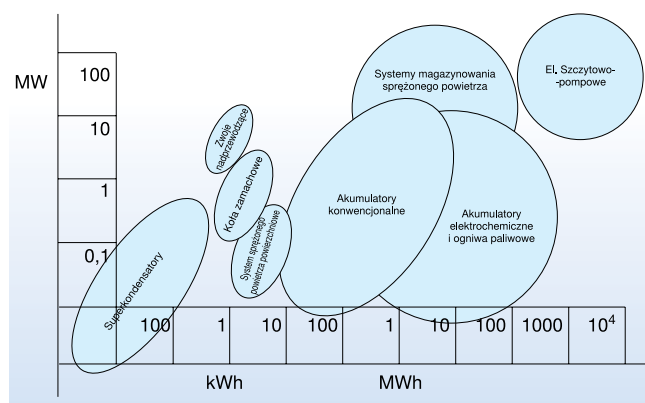
- stosowania taryf uzależniających obciążenie odbiorców od sygnałów cenowych,
- wprowadzenia możliwości zmiany obciążenia odbiorców końcowych na sygnały operatora sieciowego (OSP lub OSD),
- uzależnienie obciążenia odbiorców od zmian częstotliwości w sieci i/lub od wielkości bieżącej produkcji z OZE.

W kolejnej części artykułu przedstawiono podstawowe informacje o technologiach magazynowania energii, które mogą być wykorzystane w ramach integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym.

Obecny stan technologii magazynowania energii

Wiadomości ogólne

Rysunek 2 prezentuje rozkład podstawowych technologii magazynowania energii elektrycznej z punktu widzenia możliwości uzyskania mocy elektrycznej z pojedynczej instalacji oraz ilości energii elektrycznej zmagazynowanej w ramach jednego cyklu jej pracy.



Źródło: [4]

Rys. 2. Rozkład typowych mocy jednostkowych i zdolności magazynowania dla wybranych grup technologii magazynowania energii

Poza zilustrowanymi na rysunku 2 parametrami technicznymi technologii magazynowania, dla potrzeb dokonania oceny możliwości ich wykorzystania w konkretnych zastosowaniach bierze się pod uwagę również inne parametry, do których należą m.in.:

- czas jednego cyklu pracy (lub czas rozładowania w jednym cyklu),
- sprawność przetwarzania (konwersji) energii w jednym cyklu pracy,
- wskaźnik czasu ładowania/rozładowania,
- gęstość energii (odniesiona do wagi lub objętości zasobnika),
- maksymalna liczba cykli pracy dla zasobnika (określająca jego żywotność),
- jednostkowe nakłady inwestycyjne (odniesione do mocy zasobnika lub zgromadzonej w nim energii),
- jednostkowe koszty eksploatacyjne (stałe i zmienne).

Nazwa technologii	Dojrzałość technologii	Przykładowa pojemność, MWh	Moc znamionowa, MW	Maks. czas rozładowania, h	Sprawność energetyczna w jednym cyklu, %	Jedn. nakłady inwestycyjne, \$/kW	Koszt energii elektrycznej, \$/kWh
Elektrownia szczytowo-pompowa	dojrzała	5400 – 14000	900 – 1400	6 – 10	80 – 82	1500 – 2700	250 – 270
Zasobnik bateryjny sodowo-siarkowy (NaS)	przemysłowa	300	50	6	75	3100 – 3300	520 – 550
Zasobnik bateryjny kwasowo-ołowiowy zaawansowany (LA)	przemysłowa	200	50	4	85 – 90	1700 – 1900	425 – 475
Zasobnik bateryjny litowo-jonowy (Li-ion)	demonstracyjna	0,25 – 25	1 – 100	0,25 – 1	87 – 92	1085 – 1550	4340 – 6200
Instalacja magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza (zbiornik podziemny)	przemysłowa	2700	135	20	42 – 70 ¹⁾	1150	60

¹⁾ w zależności od wykorzystanego układu cieplnego

Źródło: [5]

W tabeli 1 zestawiono na podstawie informacji publikowanych przez amerykański instytut badawczy EPRI (Electric Power Research Institute) podstawowe parametry dla przykładowych rozwiązań technologii magazynowania energii rekomendowanych przez tę placówkę badawczą do wspierania integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym.

Powszechnie wykorzystywanym magazynem energii jest elektrownia szczytowo-pompowa. Jest to technologia wielkoskalowa, gdyż możliwe do uzyskania moce mogą mieć znaczenie z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego. Z drugiej strony szacunki nakładów inwestycyjnych dla tej technologii wskazują na jej wyższe koszty niż w przypadku instalacji sprężonego powietrza o tej samej wielkości (mocy). Wynika to głównie z wymaganego szerszego zakresu prac inżynierskich w terenie wpływającego na długość cyklu inwestycyjnego. Również konieczność posiadania dwóch zbiorników wody z odpowiednią różnicą jej poziomów wpływa na ograniczenie możliwości lokalizacyjnych.

Pozostałe technologie magazynowania energii przedstawione w tabeli 1 są stopniowo wprowadzane lub przygotowywane do wprowadzenia do użytkowania dla potrzeb łagodzenia wpływu farm wiatrowych na system elektroenergetyczny, zaczynając od fazy pilotażowej. Ocenia się, że największe osiągnięcia w tym zakresie mają obecnie firmy elektroenergetyczne w USA oraz w Japonii, w tym także operatorzy sieciowi.

Opisy zawierające szczegóły techniczne stosowanych rozwiązań dla tych technologii są szeroko publikowane. Syntezę tych informacji przedstawiono m.in. w publikacji zamieszczonej w miesięczniku *Wiadomości Elektrotechniczne* [6]. W tabeli 1 zwraca uwagę duża rozpiętość danych kosztowych dla poszczególnych technologii, co wynika z obecnej skali produkcji urządzeń magazynujących energię oraz z różnorodności rozwiązań szczegółowych poszczególnych producentów. Rozpiętość ta ogranicza również wiarygodność analiz dotyczących efektywności ekonomicznej zastosowania tych instalacji.

Zasobniki bateryjne

Zasobniki bateryjne są obecnie uważane za jedną z czołowych grup technologii magazynowania, które mogą być wykorzystane do wspomaganie integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym. Decydują o tym następujące ich cechy:

- budowa modułowa pozwalająca na łatwe zestawianie instalacji o większych mocach w zależności od potrzeb,
- niskie wymagania dotyczące współpracy z infrastrukturą zewnętrzną pozwalające na dużą elastyczność lokalizacyjną i na możliwość głębokiej penetracji systemu elektroenergetycznego z punktu widzenia stosowania tych zasobników jako środków zaradczych,
- możliwość szybkiej reakcji zasobnika liczonej w milisekundach, w odpowiedzi na zmianę sytuacji w systemie elektroenergetycznym (np. zmiany generacji wiatrowej) lub w odpowiedzi na polecenie dyspozytora,
- z reguły zminimalizowane potrzeby w zakresie bieżącej obsługi i przeglądów eksploatacyjnych.

Biorąc pod uwagę wymienione powyżej cechy charakterystyczne, zasobniki bateryjne są instalowane w bezpośredniej bliskości farm wiatrowych lub w stacjach elektroenergetycznych operatora sieciowego, do których te farmy są przyłączone. Z reguły moc zainstalowana zestawów zasobników bateryjnych współpracujących z farmami wiatrowymi aktualnie nie przekracza w zastosowaniach praktycznych kilkudziesięciu MW. Przykładem wykorzystania zasobników bateryjnych jest instalacja magazynowania energii o mocy 32 MW uruchomiona w 2011 roku w pobliżu farmy wiatrowej *Laurel Mountain Farm* w Zachodniej Wirginii (USA). Moc zainstalowana źródeł wiatrowych należących do tej farmy wynosi 98 MW.

Podstawową cechą charakterystyczną ograniczającą rozwój wykorzystania tych technologii są nadal wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne odniesione do mocy zasobnika. Należy jednak oczekiwać, że w miarę postępu technologicznego oraz rozwoju produkcji ich koszty jednostkowe powinny się obniżyć.

Instalacje magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza

Instalacja magazynująca energię w postaci sprężonego powietrza (ang. *compressed air energy storage* – CAES) ma w ramach jednego pełnego cyklu dwa tryby pracy. W trybie ładowania sprężarka napędzana energią elektryczną zatłacza powietrze do zbiornika naziemnego lub podziemnego. W trybie rozładowywania sprężone powietrze jest kierowane ze zbiornika do komory spalania, gdzie ulega spalaniu (z lub bez paliwa pomocniczego). Wytworzone spaliny przepływają przez stojan i wirnik turbiny generują moc mechaniczną na wale wirnika tej turbiny, która z kolei napędza zewnętrzny generator wytwarzający energię elektryczną.

Istnieje wiele rozwiązań szczegółowych instalacji CAES różnicowanych ze względu na:

- położenie zbiornika sprężonego powietrza (naziemne lub podziemne),
- układ cieplny instalacji (konwencjonalny, z odzyskiem ciepła lub adiabatyczny),
- paliwo pomocnicze wykorzystywane w instalacji (gaz ziemny, gaz LPG, olej napędowy lekki lub bez paliwa pomocniczego).

Większą moc zainstalowaną (sięgającą setek MW) i wynikającą z tego znaczenie systemowe w zastosowaniach praktycznych mogą mieć instalacje CAES posiadające zbiornik podziemny.

Obecnie czynne są na świecie dwie takie instalacje. Pierwsza z nich o mocy 321 MW jest zlokalizowana w miejscowości Huntorf (północne Niemcy), natomiast druga o mocy 110 MW jest położona w miejscowości McIntosh w Alabamie (USA). Instalacja niemiecka w odróżnieniu od instalacji amerykańskiej jest wyposażona w rekuperator pozwalający na wykorzystanie ciepła pochodzącego ze spalin z wylotu turbiny gazowej do podgrzewania powietrza kierowanego ze zbiornika do komory spalania.

Prowadzone są również, na różnym etapie zaawansowania, prace nad zbudowaniem kolejnych instalacji w technologii CAES. Szczególnie dotyczy to USA, gdzie działalność w tym zakresie jest dofinansowywana z budżetu federalnego w ramach rozwoju energetyki odnawialnej. W Niemczech trwają również prace nad zbudowaniem instalacji CAES pracującej w cyklu adiabatycznym. Prace te powinny być zakończone w bieżącej dekadzie.

Sposoby wykorzystania wybranych technologii magazynowania energii do współpracy z farmami wiatrowymi

W tabeli 2 zestawiono podstawowe kierunki wykorzystania technologii magazynowania energii bezpośrednio dla potrzeb wspierania integracji energetyki wiatrowej z systemem elektroenergetycznym. Zawiera ona nazwę kierunku, jego syntetyczny opis oraz wstępną ocenę przydatności każdej z wcześniej wymienionych nowych technologii magazynowania energii do każdego z zidentyfikowanych zastosowań będących w zakresie zainteresowania OSP.

Poza wymienionymi zastosowaniami istnieje również możliwość wykorzystania przez OSP technologii magazynowania energii również do innych celów związanych ze wspieraniem pracy i rozwoju krajowego systemu przesyłowego.

Poniżej przedstawiono szersze informacje dotyczące kierunków bezpośredniego wykorzystania technologii magazynowania energii dla potrzeb integracji farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

Ograniczenie zmienności bieżącej generacji wprowadzanej do sieci

Zmienność generacji ze źródła wiatrowego wymaga rozdzielania na zmienność bieżącą i zmienność w dłuższym okresie. Przy zmienności bieżącej (dotyczącej okresów od pojedynczych sekund do kilku minut) jej wpływ na system jest częściowo zredukowany rozłokowaniem turbin wiatrowych na określonej przestrzeni, czasem stosunkowo rozległej. Jeżeli sąsiadujące ze sobą farmy są przyłączone do dużego systemu elektroenergetycznego, jest on w stanie zaabsorbować zmienność tej generacji wprowadzanej do systemu jednocześnie do różnych stacji elektroenergetycznych.

W miarę narastania mocy generacyjnych w źródłach wiatrowych nawet umiarkowana zmienność generacji może wymagać zastosowania dodatkowych środków zaradczych w celu jej redukcji. Mniejsze co do skali i mniej rozproszone farmy wiatrowe mogą wymagać nawet większych instalacji magazynowania energii (w przeliczeniu na jednostkę mocy zainstalowanej w tych farmach).

Tabela 2

Kierunki wykorzystania technologii magazynowania energii do wspierania integracji źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym

Nazwa zastosowania	Opis syntetyczny	Zasobniki bateryjne			CAES
		NaS	LA	Li-ion	
Ograniczenie zmienności bieżącej generacji wprowadzanej do sieci	praca instalacji magazynowania na rzecz ograniczenia zmienności generacji wprowadzanej do sieci w okresach do kilku minut	2	1	2	0
Rezerwowanie pracy w stanach dynamicznych	wspomaganie pracy sieci w stanach nagłego pojawienia się wiatru lub jego zaniku	3	2	2	2
Wyprowadzanie energii pozaszczytowej w okresie szczytowym	zwiększenie wartości energii wygenerowanej przez farmy wiatrowe wprowadzanej do sieci	3	2	2	3
Praca programowa	bezpośrednia współpraca instalacji magazynowania ze źródłami wiatrowymi pozwalająca na uzyskanie zadanych parametrów generacji wprowadzanej do sieci	2	1	2	3

Skala ocen zastosowania: 3 – wiodące, 2 – obiecujące, 1 – możliwe, 0 – nieodpowiednie.

Źródło: oprac. własne.

Mimo że każdy z przypadków lokalizacji farm wiatrowych powinien być rozpatrywany odrębnie ocenia się, że przy należytej rozproszonej farmach wiatrowych potrzeby w zakresie mocy instalacji magazynowania służące do ograniczenia zmienności bieżącej określone na poziomie 2-3% mocy tych farm są wystarczające do osiągnięcia zadowalającego efektu. Dotyczy to sytuacji, kiedy moc zainstalowana farm wiatrowych wynosi ok. 10% mocy zainstalowanej we wszystkich źródłach.

Rezerwowanie pracy w stanach dynamicznych

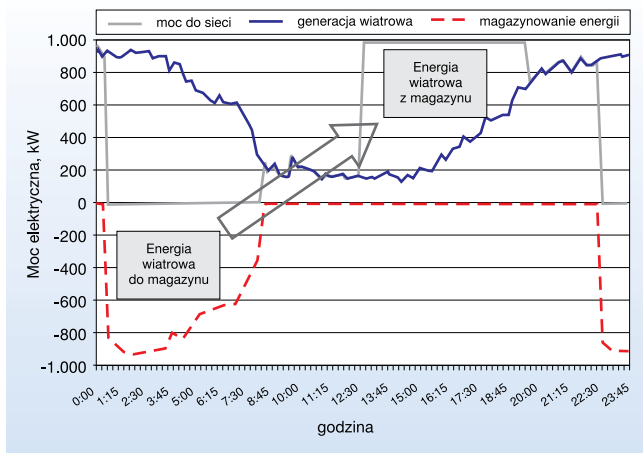
Możliwość wykorzystania technologii magazynowania do współpracy ze źródłami wiatrowymi powstaje również w przypadku dużego nasycenia systemu elektroenergetycznego tymi źródłami oraz nagłej zmiany ich generacji związanej jednocześnie z dużym odstępstwem rzeczywistych warunków wiatrowych od warunków prognozowanych. Mimo że sytuacje takie mogą się zdarzać stosunkowo rzadko, to ich efekt na pracę całego systemu elektroenergetycznego może być istotny.

Znane są z praktyki sytuacje, kiedy nagłemu zmniejszeniu generacji wiatrowej towarzyszyło przejście frontu chłodnego oraz związane z tym przejściem zwiększenie popytu na energię elektryczną ze strony odbiorców końcowych. Szybka reakcja służb ruchowych polegała wtedy na zainicjowaniu czasowego (na 90 min) zmniejszeniu poboru odbiorów mających taryfy pozwalające na przerywanie ich pracy.

Odwrotnym przypadkiem jest przejściowe pojawienie się nadpodaży mocy generacyjnej w systemie elektroenergetycznym związane z dobrymi warunkami wiatrowymi w okresie zmniejszonego popytu odbiorców (np. w dolinie nocnej). Zamiast ograniczać generację wiatrową, nadwyżka taka mogłaby być zaabsorbowana przez instalację magazynowania.

Wyprowadzanie energii pozaszczytowej w okresie szczytowym

Źródła wiatrowe produkują energię elektryczną w zależności od prędkości wiatru. Rozmiar tej produkcji nie jest funkcją zmieniających się w cyklach: dobowym, tygodniowym, miesięcznym i



Źródło: [7]

Rys. 3. Wykres dobowy przykładowej współpracy instalacji magazynowania ze źródłem wiatrowym

rocznym potrzeb odbiorców końcowych. W okresach mniejszego zapotrzebowania ze strony odbiorców końcowych (np. okresy pozaszczytowe lub doby wolne od pracy) wartość wyprodukowanej energii jest niższa.

Instalacja magazynowania mogłaby być ładowana energią pochodzącą ze źródła wiatrowego w okresie kiedy jest ona tańsza, natomiast mogłaby być oddawana do sieci w okresie szczytowym kiedy jest ona droższa. Przykładowy sposób pracy takiego zasobnika został przedstawiony na rysunku 3.

Zastosowanie instalacji magazynowania do tego celu wymaga jej bezpośredniego sprzężenia z konkretną farmą wiatrową. Ocenia się, że okres rozładowania instalacji sprzężonej z farmą wiatrową powinien się mieścić w przedziale od 2,5 do 4 godzin w jednym cyklu, w zależności od mocy źródła wiatrowego oraz mocy instalacji magazynowania i jej zdolności do przechowywania energii elektrycznej.

Praca programowa

Praca programowa dotyczy przypadku współpracy źródła wiatrowego z instalacją magazynowania energii na podstawie zadanego wykresu generacji mocy oddawanej do sieci elektroenergetycznej. Przypadek taki ma uzasadnienie, jeżeli pozostałe źródła wytwarzania pracujące w systemie elektroenergetycznym nie są wystarczająco elastyczne, aby móc zrównoważyć zmienność długookresową generacji źródeł wiatrowych.

Przy odpowiednim doborze mocy współpracującej z farmą wiatrową instalacji magazynowania energii istnieje możliwość pracy takiego źródła wiatrowego jako źródła podstawowego, źródła podszczytowego lub źródła szczytowego. W tym ostatnim przypadku tryb współpracy źródła wiatrowego i instalacji magazynowania nie różni się od przenoszenia generacji na okres szczytowy.

W rezultacie bezpośredniego wspomaganie źródła wiatrowego przez instalację magazynowania odpada konieczność uruchamiania źródeł ciepłych o pracy elastycznej, co daje wymierne oszczędności na kosztach paliwa oraz redukuje emisję zanieczyszczeń. W przypadku jeżeli generacja wprowadzana do sieci ma charakter stały można również uzyskać oszczędności na rozbudowie infrastruktury przesyłowej (np. dodatkowe linie, transformatory).

Inne zastosowania technologii magazynowania dla potrzeb OSP

Poza zastosowaniami bezpośrednio związanymi ze współpracą z farmami wiatrowymi, technologie magazynowania energii mogą być stosowane przez OSP m.in. do następujących celów:

- świadczenia usług regulacyjnych programowych,
- świadczenia usług systemowych w stanach awaryjnych (np. w postaci mocy interwencyjnych),
- obszarowej regulacji napięcia,
- redukcji ograniczeń przesyłowych,
- odkładania w czasie inwestycji w infrastrukturze przesyłowej,
- zasilania awaryjnego stacji elektroenergetycznych.

Aspekty techniczne i lokalizacyjne

Zasobniki bateryjne

Czynnikami decydującymi o możliwościach lokalizacyjnych zasobników bateryjnych przy ich zastosowaniu do wspomagania integracji źródeł wiatrowych z infrastrukturą przesyłową są: zamierzone cele szczegółowe ich wykorzystania, moce zasobników oraz specyfika ich pracy. Do lokalizacji rekomendowanych należą bezpośrednia bliskość farmy wiatrowej lub stacje elektroenergetyczne OSP na obszarze o dużej gęstości źródeł wiatrowych.

W każdym przypadku konieczne jest rozpatrzenie i zapewnienie:

- możliwości transportowych z miejsca wyprodukowania zasobnika na miejsce jego instalacji;
- możliwości ustawienia i eksploatacji zasobnika bateryjnego o określonej mocy i technologii, a także dla celów zdefiniowanych w projekcie inwestycyjnym instalacji;
- przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w sposób zapewniający realizację przewidzianych dla zasobnika funkcji;
- zintegrowanie aparatury kontrolno-sterującej zasobnika z układami sterowania pracą systemu elektroenergetycznego.

W fazie pilotażowej wdrażania technologii bateryjnej szczególnie atrakcyjnym rozwiązaniem jest zasobnik bateryjny w postaci modułowej. Umieszczony on jest w standardowym kontenerze transportowym (np. 40-stopowym) i poza samą baterią zawiera przekształtnik prądu stałego na przemienny oraz aparaturę kontrolno-pomiarową i zabezpieczającą. Rozwiązanie kontenerowe umożliwia mobilność takiego zasobnika oraz jego wykorzystywanie w różnych lokalizacjach i sytuacjach.

Instalacje CAES

Lokalizacje instalacji magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza ze zbiornikami podziemnymi są ograniczone dostępem do odpowiednich struktur geologicznych. W warunkach polskich, zgodnie z opiniami specjalistów, mogą to być kawerny solne wyługowane w pokładach soli kamiennej lub w wysadach solnych, struktury warstw wodonośnych (tzw. aquifery) lub struktury wyeksploatowanych złóż węglowodorów, najczęściej w szcerpanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej.

Ze względu na przewidywany sposób eksploatacji magazynu podziemnego instalacji CAES z jej częścią naziemną składającą się ze sprężarki, turbiny gazowej i generatora najlepszym rozwiązaniem jest kawerna wyługowana w wysadzie solnym. Ocenia się, że dla opisywanych zastosowań komory zbiornika podziemnego powinny się znajdować na głębokościach do 700 – 800 m p.p.t.¹⁾

Przy dokonywaniu oceny możliwości budowy instalacji CAES w warunkach polskich należy brać pod uwagę przewidywane rejony największej koncentracji w kraju farm wiatrowych (północna Polska ze szczególnym uwzględnieniem wybrzeża Morza Bałtyckiego), obecny i planowany rozwój elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej oraz lokalizacje wysadów solnych.

Wstępne oceny wskazują, że warunki geologiczne na przedmiotowych terenach są pod tym względem korzystne. Dotyczy to istniejących pokładów soli w rejonie Zatoki Gdańskiej (złoża: Łeba, Zatoka Pucka i Mechelinki) oraz zbadanych wysadów solnych w środkowej i zachodniej części Wybrzeża. Wskazane możliwości geologiczne są już wykorzystywane dla potrzeb eksploatacji i budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego.

Pewnym ograniczeniem może być w analizowanych lokalizacjach dostęp do gazociągów dużej średnicy zapewniających zasilanie instalacji w gaz ziemny (w przypadku zastosowania układu konwencjonalnego lub z rekuperatorem).

Aspekty ekonomiczne

Wykonane na potrzeby PSE Operator S.A. wstępne oceny efektywności ekonomicznej wykorzystania zarówno zasobników bateryjnych, jak i instalacji CAES wskazują na fakt, że jedynie w bardzo ograniczonej liczbie przypadków ich pracy istnieje uzasadnienie ekonomiczne ich wykorzystywania.

Oceny te dotyczyły przykładowych przypadków ich pracy oraz obejmowały porównanie w okresie przyjętego księgowego czasu ich życia przewidzianych do poniesienia kosztów (inwestycyjnych i eksploatacyjnych) z potencjalnymi przychodami w okresie eksploatacji. Badanymi parametrami decydującymi o opłacalności (lub nieopłacalności) budowy i eksploatacji instalacji magazynowania były m.in.: zaktualizowana wartość netto (ang. *net present value* – NPV) oraz wewnętrzna stopa zwrotu (ang. *internal rate of return* – IRR).

Dla każdej instalacji magazynowania energii podstawowymi pozycjami kosztowymi są nakłady inwestycyjne oraz koszty pozyskania energii elektrycznej. W przypadku technologii CAES mogą jeszcze dojść koszty paliwa pomocniczego wykorzystywanego w turbinie gazowej. Natomiast źródłem przychodów są głównie przychody z odsprzedaży energii elektrycznej do sieci oraz/lub ze świadczenia usług systemowych dla OSP. Analizy były wykonane z punktu widzenia inwestora.

Z dostępnych informacji wynika, że dotychczasowe wdrożenia zasobników bateryjnych w celu integracji źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym nie obciążają wyłącznie przedsiębiorstw elektroenergetycznych, ale również korzystają ze zróżnicowanych dotacji celowych. W przypadku projektów realizowanych w Stanach Zjednoczonych jednym z głównych źródeł wsparcia tego typu inwestycji jest uchwalona w 2009 ustawa ARRA (ang. *American Recovery and Reinvestment Act*), której głównym celem było pobudzenie gospodarki i tworzenie nowych miejsc pracy w okresie dekonunktury gospodarczej.

Jedną z głównych przyczyn braku efektywności ekonomicznej dla zbadanych rozwiązań pracy technologii magazynowania energii jest ich obecne małe rozpowszechnienie na świecie oraz stosunkowo mała skala produkcji decydująca o poziomie jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Możliwym rozwiązaniem poprawiającym efektywność wykorzystania jest jej jednoczesne zastosowanie do różnych celów. W tym przypadku określenie trybu pracy wymaga wykonania dodatkowych analiz i badań praktycznych odnoszących się do konkretnej lokalizacji zasobnika w systemie elektroenergetycznym. Duże znaczenie przy definiowaniu zastosowań ma posiadane doświadczenie eksploatacyjne, którego podstawowym źródłem mogą być testy instalacji pilotażowej magazynowania energii wykonane w zróżnicowanych warunkach jej pracy.

¹⁾ p.p.t. – pod poziomem terenu

Aspekty prawno-regulacyjne

Czynnikiem limitującym dalszy rozwój wykorzystania technologii magazynowania energii i ich wykorzystania dla potrzeb integracji źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym, poza zagadnieniami efektywności ekonomicznej wykorzystania tych technologii, są również bariery prawno-regulacyjne.

Pierwsze próby przygotowania przepisów stymulujących budowę instalacji magazynowania energii oraz ich pozycjonowania na rynku energii elektrycznej podjęto w 2009 roku w stanie Kalifornia (USA). Kongres stanowy uchwalił tam ustawę nr 2514 dotyczącą systemów magazynowania energii zmieniającą zapisy obowiązującego Kodeksu Przedsiębiorstw Użyteczności Publicznej (ang. *Public Utilities Code*). Cele tej ustawy (o nastawieniu proekologicznym) mają charakter długofalowy i sprowadzają się do:

- zaprzestania budowy nowych źródeł szczytowych wykorzystujących paliwa kopalne i emitujących zanieczyszczenia,
- uniknięcia lub odłożenia w czasie inwestycji w infrastrukturze elektroenergetycznej.

Zarówno na poziomie Unii Europejskiej, jak i w kraju tematyka legislacji dotyczącej zasobników energii nie jest obecna w obowiązującym prawie, co z kolei wymagałoby dokonania stosownych uzupełnień. W obowiązującej obecnie ustawie *Prawo energetyczne* zapisy na temat instalacji magazynowania odnoszą się tylko do paliw gazowych i dotyczą jedynie zespołu urządzeń, a nie pełnoprawnego uczestnika rynku energii. Elektrownie szczytowo-pompowe będące w istocie magazynami energii w świetle obowiązującego prawa funkcjonują na podstawie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

W istniejącym stanie prawnym nowe technologie magazynowania energii (np. zasobniki bateryjne lub instalacje magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza) musiałyby również funkcjonować w identycznym środowisku prawnym jak elektrownie szczytowo-pompowe, tj. na podstawie koncesji na wytwarzanie i to niezależnie od mocy zainstalowanej. Drugim rozwiązaniem jest praca takiego obiektu bez koncesji na wytwarzanie, ale z mocą limitowaną do 50 MW.

Ze wstępnego rozpoznania wynika, że magazynowanie energii i wykorzystywanie instalacji magazynowania obejmuje następujące obszary problemowe w dziedzinie legislacji:

- definicja działalności polegającej na magazynowaniu energii i jej ew. koncesjonowanie,
- dostęp stron trzecich do usługi magazynowania,
- mechanizm alokacji mocy magazynowej,
- rola OSP w rozwoju i eksploatacji instalacji magazynowania energii,
- warunki przyłączenia instalacji magazynowania do sieci elektroenergetycznej,
- mechanizmy wspierające rozwój magazynowania energii.

Większość z przedstawionych powyżej obszarów w przypadku Polski wymaga zdefiniowania na poziomie ustawowym (np. w ustawie *Prawo energetyczne*) lub przepisów wykonawczych do ustawy. Nie można również wykluczyć konieczności rozszerzenia zapisów dotyczących odnawialnych źródeł energii w przypadku ich bezpośredniej współpracy z zasobnikami energii.

Z perspektywy realizacji przez OSP obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego i jego integralności szczególnie znaczenie ma zapewnienie Operatorowi

możliwości dysponowania mocą zasobników energii w celu minimalizowania wpływu źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny. O sposobie tego dysponowania powinny decydować nie tylko uwarunkowania techniczne, ale i również porównanie kosztów każdego z tych instrumentów.

Podsumowanie

1. Rozwój technologii magazynowania energii powoduje, że stają się one jedną z interesujących opcji wspierających harmonijną integrację dużej liczby odnawialnych źródeł energii, w tym głównie farm wiatrowych, z systemem elektroenergetycznym.

Biorąc pod uwagę dojrzałość poszczególnych technologii magazynowania energii oraz dotychczasowe doświadczenia zagraniczne z ich stosowania, technologiami preferowanymi do tego celu i wykorzystania w działalności OSP najbardziej odpowiednie mogą być wybrane technologie zasobników bateryjnych oraz instalacje magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza.

Ze względu na możliwe moce instalacji, zasobniki bateryjne są bardziej predestynowane do wykorzystania do bezpośredniej współpracy z farmami wiatrowymi lub w stacjach elektroenergetycznych OSP. Instalacje służące do magazynowania sprężonego powietrza, ze względu na możliwe efekty ich pracy, powinny być przyłączane bezpośrednio do stacji OSP.

2. Wykorzystanie instalacji magazynowania energii w ramach integracji farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym umożliwia łagodzenie ich wpływu na system elektroenergetyczny poprzez realizację następujących zadań:

- ograniczanie zmienności bieżącej generacji farm wiatrowych wprowadzanej do sieci przesyłowej,
- rezerwowanie mocy w stanach dynamicznych farm wiatrowych związanych z nagłymi zmianami ich generacji,
- wyprowadzanie mocy szczytowej generowanej przez źródła wiatrowe w okresie pozaszczytowym,
- pracę w powiązaniu z farmą wiatrową na podstawie zadanego wykresu generacji mocy oddawanej do sieci.

Istnieje również cała gama możliwości zastosowania technologii magazynowania energii także w działalności OSP niezwiązanej bezpośrednio z integracją energetyki wiatrowej.

3. Szerszy rozwój wykorzystania technologii magazynowania energii w ramach integracji źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym jest uwarunkowany postępowaniem technologicznym w zakresie rozwiązań stosowanych w instalacjach magazynowania energii, dalszą poprawą ich parametrów eksploatacyjnych oraz zmniejszeniem jednostkowych kosztów inwestycyjnych.

Dodatkowym warunkiem tego rozwoju jest wprowadzenie rozwiązań prawnych zapewniających wprowadzanie i eksploatację takich instalacji. Szczególne znaczenie ma stworzenie możliwości powstania podmiotów zarządzających instalacjami magazynowania energii jako odrębnych podmiotów rynku energii elektrycznej oraz wypracowania mechanizmu alokacji zdolności magazynowej.

Z punktu widzenia zadań OSP związanych z utrzymaniem bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego celowe jest zapewnienie Operatorowi możliwości

dośćępu/posiadania do zasobów magazynowania energii jako jednego z instrumentów pozwalających na integrację dużej liczby farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

LITERATURA

- [1] Wind in Power. 2011 European Statistics. EWEA. Brussels, February 2012
- [2] Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010
- [3] Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 nr 54, poz. 348 (z późn. zm.))

- [4] Lund P. D., Paatero J. V.: Energy Storage Options for Improving Wind Power Quality. Nordic Wind Conference, Espoo, Finland, 22-23 May 2006
- [5] Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Electric Power Research Institute, Palo Alto, USA, 1020676
- [6] Kwiatkowski M.: Możliwości wykorzystania zasobników energii na potrzeby operatora systemu przesyłowego, Wiadomości Elektrotechniczne 2012, nr 6
- [7] Eyer J., Corey G.: Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. A Study for the DOE Energy Storage Energy Systems Program, Sandia National Laboratories. Report no SAND2010-0815, February 2010



Jacek Malko
Politechnika Wroclawska

Duńska energetyka wiatrowa w systemie elektroenergetycznym

Wind energy in power system case study: Denmark

Prekursorska w skali globalnej rola Danii w zakresie rozwijania źródeł wiatrowych znajduje odbicie w strukturze paliw dla energetyki („energy mix”). Dane statystyczne (np. [1,2]) za rok 2010 wykazują, iż energetyka wiatrowa zaspokajała średnio 21% zapotrzebowania na energię elektryczną, zaś w regionie West Denmark udział ten wyniósł nawet 24%, przy czym cała niemal pozostała część bilansu pokrywana jest przez produkcję w skojarzeniu (CHP). Specyfiką takiej struktury jest podział źródeł kogeneracyjnych na „systemowe” – udział 58% w produkcji energii elektrycznej i „lokalne”, o udziale 21%. Różnica pomiędzy tymi kategoriami wynika zarówno ze skali produkcji jak i polityki preferowania źródeł lokalnych. Do roku 2005 mniejsze jednostki miały zapewnioną cenę zbytu energii elektrycznej, co z kolei było zachętą do maksymalizacji produkcji energii elektrycznej kosztem ciepła. Elektrociepłownie systemowe podlegały konkurencji w ramach cen stanowiących przez Nord Pool.

System elektroenergetyczny Danii jest silnie powiązany z systemami sąsiednimi (Niemcy, Norwegia, Szwecja), a zdolność przesyłowa wynosi 5,5 GW dla importu i 4,6 GW dla eksportu, przy zapotrzebowaniu szczytowym 6,3 GW (dane dla roku 2010). Kraje skandynawskie cechują się znacznym udziałem hydroenergetyki: w krajach sąsiadujących z Danią dla Norwegii udział ten wynosi 95%, zaś dla Szwecji – 46%. Z kolei w Niemczech przy znacznym udziale mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, jej udział w krajowej produkcji energii elektrycznej w roku 2010 wynosił jedynie 6%.

Uwarunkowania finansowe i zmienność generacji

Energetyka wiatrowa na drodze rozwoju napotyka dwa zasadnicze problemy. Pierwszym z nich jest finansowanie inwestycji, których koszty nie są pokrywane ze sprzedaży produkowanej energii. Szersze rozwinięcie tego zagadnienia opublikowano ostatnio w artykułach, zamieszczonym w czasopiśmie Międzynarodowego Stowarzyszenia na rzecz Ekonomiki w Energetyce (IAEE)[3-5]. Dla elektrowni wiatrowych w lokalizacji lądowej („on-shore”) przyjęto w Danii system taryf gwarantowanych („feed-in-tariffs”) na okres 20 lat. Względna prostota tego rozwiązania ułatwia wejście na rynek mniejszym przedsiębiorstwom lub kooperatywom rolniczym.

Dane literaturowe utwierdzają w przekonaniu, iż dobrze skonstruowany system taryf gwarantowanych zapewnia niższe koszty wytwarzania energii w instalacjach wiatrowych niż dla alternatywnej polityki „zielonych certyfikatów”, stosowanej np. w wielu krajach unijnych. Certyfikaty zielone są zbywalne na rynku, a ich cena wynika z popytu stworzonego przez producentów energii, zobowiązanych do produkcji energii zielonej w swym portfelu ofert. Zakup certyfikatów pozwala producentom energii na unikanie kar z tytułów niespełnienia tzw. standardu portfela energii odnawialnej. Taki system finansowania OZE jest na ogół bardziej złożony, odstręcza-

jąc od wprowadzania na rynek mniejszych przedsiębiorstw, a wytwórca jest narażony na zmienność ("volatility") zarówno cen energii elektrycznej jak i certyfikatów, co zwiększa ryzyko i koszt kapitału. Długoterminowe kontraktowanie może ograniczać tę zmienność, ale w krajach stosujących system certyfikowania stwierdzono, iż na ogół system ten prowadzi do mniejszego wykorzystania zasobów wiatrowych i wyższych cen energii w porównaniu z systemem taryf gwarantowanych.

Najpoważniejszą wadą taryf „feed-in” jest obawa o niewłaściwe stanowienie ceny. Cena zbyt wysoka może pobudzać do działań spekulacyjnych i przeinwestowania w źródła, o ile nie zostanie stworzony dobrze działający mechanizm ograniczenia cen dla nowych oferentów wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej w systemie. Łatwiej jest skorygować ceny zbyt niskie, by pobudzić zainteresowanie inwestorów, ale błąd popełniany na początku prowadzi do wydłużenia czasu reagowania. Ryzyko ustanowienia ceny na niewłaściwym poziomie może być względnie niewielkie dla technologii dojrzałych, ale wzrasta z niepewnością wprowadzenia technologii o krótkim okresie uczenia się. W przypadku Danii ograniczenie ryzyka osiąga się przez stosowanie aukcji dla ustalenia poziomu taryf dla generacji wiatrowej w lokalizacji morskiej („off-shore”). Co więcej – ograniczenie ryzyka, że podmiot zwycięski na aukcji może swą pozycję zawdzięczać zbyt optymistycznej wycenie oferty i który później nie jest w stanie zrealizować dostawy po zadeklarowanej cenie, uzyskuje się przez dopuszczenie do aukcji tylko oferentów, którzy wykażą się dostatecznym zaawansowaniem procesu inwestycyjnego. W szczególności muszą być gotowe oceny środowiskowe i studia przyłączenia do sieci z zapewnieniem ich transparentności.

Drugim ważnym problemem generacji wiatrowej jest jej zależność (i to w trzeciej potęgze!) od wysoce zmiennej i trudno przewidywalnej prędkości wiatru. Czynnikiem ten wymusza utrzymanie przez operatora dodatkowych rezerw mocy w źródłach konwencjonalnych. Koszt utrzymania nadmiaru mocy zainstalowanej są znaczące, ale podlegają racjonalizacji. Dla warunków brytyjskich [5] oceniono, iż dodatkowe koszty mieszczą się w przedziale 0,5-0,8 pensa na 1 kWh produkowanej zmiennej energii w OZE przy udziale energetyki wiatrowej do 20% mocy zainstalowanej. Szacunki Komitetu ds. Zmian Klimatycznych z roku 2008 podwyższają dodatkowe koszty do wartości 1p/kWh nawet przy udziale OZE (wszelkich typów) do 80%.

Jednak zasadniczym problemem jest zmienność generacji źródeł wiatrowych, nawet przy dostatecznie dobrej jakości prognozowania. W Danii do 2010 r. średnia wartość mocy generacji wiatrowej wynosiła 892 MW przy odchyleniu standardowym 742 MW. Wartości mocy poniżej 100 MW nie przekraczają 10% czasu rocznego i są wyższe niż 2000 MW dla czasu niemal 11%. Maksimum 3342 MW osiągnięto w południe 11 grudnia 2010 r., przy zapotrzebowaniu w systemie wynoszącym 4682 MW. Klika dni później (o godz. 18⁰⁰, 15 grudnia) zapotrzebowanie całkowite wynosiło 6312 MW, zaś moc generowana źródeł wiatrowych nie przekroczyła 76 MW. Minimalna moc generowana z wiatru wystąpiła o godz. 5⁰⁰ 25 sierpnia i wyniosła 33 MW [5].

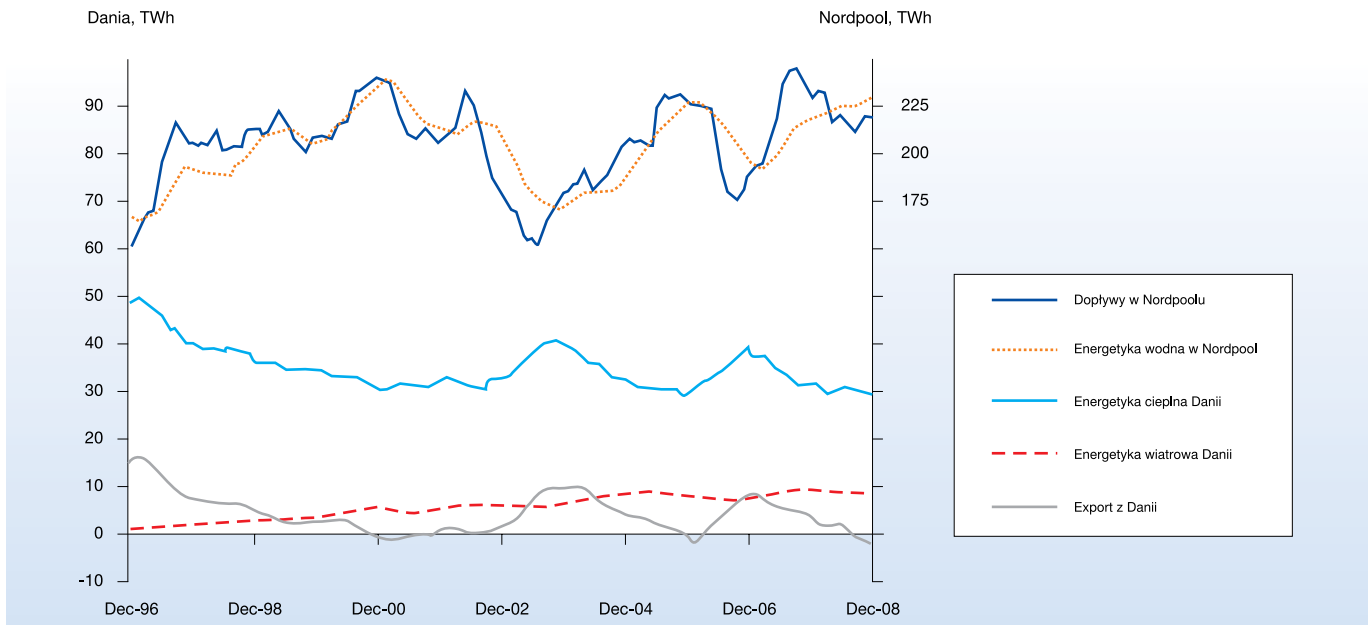
Dania ma korzystne warunki współpracy z krajami sąsiednimi, gdyż Norwegia i Szwecja dysponują znacznymi zasobami energii wodnej, idealnie przydatnej do bilansowania energetyki wiatrowej. Hydroenergetyka cechuje się łatwością procedur uruchamiania i odstawiania jednostek wytwórczych, umożliwiając szybkie reagowanie na zmiany generacji wiatrowych.

Specyfika generacji wodnej polega na tym, iż wykorzystanie wody do produkcji energii „teraz” ogranicza możliwości pracy generatorowej „później”. Źródło powinno być eksploatowane w sposób zapewniający stałość kosztów w cyklu hydrologicznym. Cykl ten jest okresem pomiędzy maksimami sezonowych dopływów (pora deszczowa lub wiosenne topnienie śniegów). Oznacza to utrzymanie produkcji elektrowni wodnych zgodnie z rytmem zapotrzebowania, tak by wytwarzanie w elektrowniach cieplnych było względnie jednakowe z godziny na godzinę lub z dnia na dzień. Zmienność generacji cieplnej przy nadmiarze mocy dyspozycyjnej w elektrowniach wodnych w okresach, gdy pracują elektrownie ciepłe o wyższych kosztach produkcji, daje możliwość optymalizacji struktury mocy wytwórczych.

Nawet gdy koszty produkcji mogą nie zmieniać się znacząco dla krótkich przedziałów czasu (z wyłączeniem generacji wymuszonej przez ograniczenia sieciowe lub systemowe), to zmienność występuje w cyklu rocznym w zależności od całkowitego dopływu wody. W latach mokrych hydroenergetyka posiada zdolność uczestniczenia w bardziej znaczącym stopniu w zachowaniu bilansu popytu i podaży energii elektrycznej, ograniczając produkcję elektrowni cieplnych. Oznacza to, iż ceny energii będą względnie niskie. W latach suchych więcej mocy musi pochodzić od stopniowo coraz droższych elektrowni cieplnych, co powoduje wzrost cen.

Rysunek 1 przedstawia charakterystyki czasowe (z wyrównaniem 12-miesięcznym metodą średniej ruchomej). Dwa górne przebiegi przedstawiają, że hydroenergetyka w Norwegii i Szwecji swą generacją wiernie nadąża za ilością wody, dopływającej do zbiorników elektrowni wodnych z nieznacznym przesunięciem w czasie. Przebiegi dolne odnoszą się do Danii i wykazują, że eksport tego kraju zwiększa się wraz ze zmniejszeniem hydrogeneracji w krajach sąsiednich. Przebieg środkowy, odpowiadający produkcji duńskiej w elektrowniach cieplnych, wskazuje na fakt, iż produkcja ta jest wyższa w latach, gdy eksport netto jest większy od wartości średniej. Korelacja tych przebiegów nie oznacza oczywiście związku przyczynowo-skutkowego, chociaż związek dopływu wody i generacji z energetyki wodnej jest oczywisty (o ile nie wynika ze zmian w procesie zapotrzebowania). Stwarza to konieczność dostrajania warunków wymiany handlowej, a zatem i produkcji w systemie duńskim. Praktycznie nie występuje związek pomiędzy rocznymi obrotami duńską energią i roczną produkcją energetyki wiatrowej.

Celem przedstawionych w artykule [4] rozwiązań było poszukiwanie odpowiedzi na wątpliwości, czy większa część produkcji energii wiatrowej Danii nie jest eksportowana, czyli – używając terminologii oponentów – jest „marnotrawiona”. Fizycznie takie stwierdzenie nie jest do udowodnienia, gdyż



Rys. 1. Współpraca z Nordpool

nie występuje znakowanie elektronów dla identyfikacji miejsca produkcji energii elektrycznej, ale istnieje ekonomiczny sens wzrostu eksportu duńskiego wraz ze wzrostem generacji w źródłach wiatrowych. Problem w tym, że takie zjawisko nie wystąpiło.

Jednakże istnieje silny związek handlu energią i produkcji wiatrowej w krótkich przedziałach czasowych. Jeżeli generacja wiatrowa jest wyższa od wartości średniej występuje dylemat: czy zredukować produkcję w elektrowniach ciepłych, zachęcać do większego poboru mocy (np. do podgrzewania wody w zasobnikach sieci ciepłej), czy też podwoić eksport netto energii elektrycznej. W tym „proeksportowym” przypadku zmniejsza się własna produkcja w Norwegii i Szwecji, oszczędzając zasoby wody w zbiornikach dla wykorzystania w innych okresach. Wprowadzenie na rynek tych „zaoszczędzonych” zasobów umożliwia eksport energii do Danii w okresach obniżonej generacji wiatrowej, co prowadzi do uniknięcia uruchamiania wysokokosztowych jednostek ciepłych.

Wykorzystanie możliwości manewrowych energetyki wodnej oznacza, że elektrownie ciepłe w Danii i systemach ościennych nie muszą zmieniać produkcji w stopniu zależnym od zmian generacji wiatrowej. Jest to zatem rozszerzenie zasady optymalnej alokacji zasobów wodnych w okresach zmiennego zapotrzebowania, prowadzącej do minimalizacji zmienności produkcji w jednostkach ciepłych w „tradycyjnym” systemie, opartym na dwoistej strukturze elektrowni wodnych i ciepłych.

W artykule [4] wykazano, że Dania wykorzystuje zmienność swego eksportu energii elektrycznej właśnie w opisany wyżej sposób. Istnieje silna korelacja (o wartości 0,973) pomiędzy nadmiarem generacji wiatrowej (w odniesieniu do średniej odnośnej godziny w danym dniu i miesiącu) a zwiększeniem eksportu netto. Nie odbywa się to bez ponoszenia kosztów – ceny za energię eksportowaną z Danii w okresach zwiększonego eksportu nadmiaru generacji wiatrowej są niższe od cen płaconych przez ten kraj za ponadprzeciętny import netto

w czasach, gdy generacja wiatrowa kształtuje się poniżej średniej. Wynikający stąd koszt magazynowania energii wiatrowej w zbiornikach elektrowni skandynawskich ocenia się na 4% wartości produkcji z wiatru. Sytuacja Danii byłaby korzystniejsza, gdyby nie występowała zmienność produkcji energetyki wiatrowej wokół wartości średniej. Jednakże z uwagi na to, że rzeczywiste zmiany warunków wiatrowych z dnia na dzień występują, wykorzystanie handlu dla złagodzenia tego zjawiska staje się rozwiązaniem efektywnym kosztowo.

LITERATURA

- [1] International Energy Agency: 2011 Energy Outlook. OECD/IEA Paris 2012
- [2] European Commission: Denmark Energy Mix Fact Sheet. ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc
- [3] Green R.J., Yatchew A.: Support Schemes for Renewable Energy. *Economics of Energy and Environmental Policy*. Vol. 1, No 2, 2012
- [4] Green R.J., N.Vasiliakos: Storing load for a Rainy Day... *IAEE The Energy Journal*. Vol. 33, No 3, 2012
- [5] Green R.J.: How Denmark Manages it's Wind Power. IAEE Energy Forum, July 2012

