

OBSZAROWE ZARZĄDZANIE DUŻĄ GENERACJĄ WIATROWĄ W KONTEKŚCIE ZAPEWNIENIA BEZPIECZNEJ PRACY SIECI – REFERAT KONFERENCYJNY

Michał BAJOR¹, Robert JANKOWSKI¹, Grzegorz WIDELSKI²

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, ul. Reja 27, 80-870 Gdańsk
tel: (58 349 81 85) fax (58 341 76 85) e-mail: m.bajor@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk

Streszczenie: W artykule prezentowana jest nowa metoda wyznaczania optymalnego rozkładu generacji wiatrowej, oparta na rozwinięciu prezentowanego na konferencji APE'11 algorytmu genetycznego o ideę koherentnych węzłów sieci. Metoda pozwala na bardziej równomierne rozłożenie redukcji mocy między pobliskie farmy przy jednoczesnym zachowaniu zalet oryginalnego podejścia. Nowy algorytm optymalizuje poziomy generacji zdefiniowanych a priori grup farm. W artykule prezentowane są również wyniki uzyskane za pomocą algorytmu w trakcie symulacji przewidywanej pracy sieci północnej Polski w horyzoncie kilku lat.

Słowa kluczowe: generacja wiatrowa, optymalizacja

1. WPROWADZENIE

Zainteresowanie inwestycjami w energetykę wiatrową w Polsce znacząco wzrosło w ciągu ostatnich lat, czego skutkiem jest obecny stan rozwoju tej gałęzi wytwarzania energii - bardzo duża liczba projektów farm wiatrowych posiadających wydane warunki przyłączenia czy też już podpisane umowy przyłączeniowe. W chwili obecnej (stan na koniec stycznia 2013) do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przyłączona jest generacja wiatrowa o łącznej mocy zainstalowanej równej ok. 2 300 MW [1]. Łączna moc znamionowa farm posiadających wydane warunki przyłączenia do sieci wzrastała jednak w ostatnich latach niezwykle szybko, od ok. 4 000 MW na początku roku 2008 do ponad 12 000 MW pod koniec roku 2009, obecnie przekraczając 20 000 MW.

Faktem znacząco utrudniającym rozwój energetyki wiatrowej jest stosunkowo słaby poziom rozwoju sieci elektroenergetycznej w północnej części kraju, gdzie ze względu na najbardziej korzystne warunki meteorologiczne (najwyższy poziom wietrzności) zlokalizowana jest większość projektowanych farm wiatrowych. W przypadku zainstalowania na północy Polski znaczącej generacji wiatrowej, przy obecnym poziomie rozwoju sieci przesyłowej problem stanowi wyprowadzenie nadmiaru generowanej mocy z tej części KSE. Trzeba mieć również na uwadze, że w tym obszarze sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje równolegle do sieci przesyłowej, co wynika z faktu słabego rozwoju sieci przesyłowej wymusza-

jącego istnienie dużej liczby połączeń między stacjami przesyłowymi z użyciem linii 110 kV.

Ponieważ znaczna liczba linii sieci dystrybucyjnej charakteryzuje się niskimi wartościami dopuszczalnej długotrwałe obciążalności, niebezpieczeństwo wystąpienia przeciążeń tych linii jest jednym z najpoważniejszych ograniczeń dla rozwoju energetyki wiatrowej, jako że duża część planowanych farm ma zostać przyłączona do sieci 110 kV.

Przewidywane w planach rozwoju poszczególnych operatorów daty zakończenia ważnych inwestycji, zarówno w sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej, są w większości przypadków późniejsze niż prawdopodobne (zgodnie z planami inwestorów, a także umowami przyłączeniowymi) daty rozpoczęcia generacji mocy przez farmy wiatrowe. Przyłączenie znaczącej generacji wiatrowej bez wprowadzenia najistotniejszych inwestycji sieciowych może skutkować zagrożeniem wystąpienia problemów dotyczących zapewnienia bezpiecznej pracy sieci (przede wszystkim związanych z przeciążeniami linii).

2. OPIS METODY

Naturalna zmienność generacji wiatrowej oraz znaczna skala jej obecności we współczesnych systemach elektroenergetycznych, w licznych przypadkach połączona z nieoptymalnymi z punktu widzenia pracy systemu punktami przyłączenia do sieci sprawia, że generacja wiatrowa staje się jednym z kluczowych aspektów determinujących zarówno plany rozwoju sieci jak i bieżące prowadzenie ruchu. Powszechną praktyką stosowaną przez licznych operatorów jest ograniczanie dopuszczalnego poziomu generacji wiatrowej do poziomu bezpiecznego w sytuacjach, gdy znaczna moc generowana przez farmy wiatrowe może zagrażać bezpieczeństwu systemu. Pojawia się zatem problem zdefiniowania „bezpiecznego poziomu” generacji mocy przez farmy wiatrowe oraz określenia go w taki sposób, aby zapewnić maksymalne możliwe wykorzystanie dostępnej generacji wiatrowej (a więc minimalizację koniecznych redukcji) przy jednoczesnej eliminacji zagrożenia wystąpienia przeciążeń.

Podczas poprzedniej Konferencji APE'11, autor zaprezentował innowacyjne zastosowanie algorytmu genetycznego w celu optymalizacji rozkładu redukcji mocy pomiędzy poszczególne farmy wiatrowe w sytuacji, gdy konieczne są ograniczenia generacji wiatrowej [2]. Proponowane podejście zapewniało minimalizację łącznej redukcji mocy z farm wiatrowych poprzez optymalizację poziomów generacji pojedynczych farm. Algorytm ten posiada jednak istotną z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych wadę - wynikiem optymalizacji może być nierówna redukcja poziomów mocy farm położonych blisko siebie, co może być odebrane jako niesprawiedliwe traktowanie poszczególnych podmiotów. Nowym zadaniem jest więc opracowanie metody bardziej równomiernej, a przy tym wciąż efektywnej (tzn. minimalizującej ograniczenia) redukcji poziomów generacji farm wiatrowych w stanach zagrożenia przeciążeniami, czyli takiej modyfikacji algorytmu przedstawionego w [2], która umożliwi uzyskanie bardziej „sprawiedliwych” (z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych) wyników.

Bardziej równomierna redukcja mocy generowanej przez farmy wiatrowe w przypadku zagrożenia przeciążeniami może zostać osiągnięta poprzez optymalizację poziomów generacji grup farm wiatrowych zamiast pojedynczych farm. Koncepcja takiego podejścia została przedstawiona przez autorów podczas sesji CIGRE w 2012 roku [3].

Przydział poszczególnych farm wiatrowych do grup odbywa się na podstawie ich wpływu na obciążenia elementów sieciowych - w jednej grupie powinny znaleźć się farmy o podobnym wpływie na obciążenia. Pierwszy, deterministyczny i wykonywany a priori etap algorytmu polega na identyfikacji grup stacji (węzłów sieci) koherentnych pod względem wpływu przyłączonej do nich generacji na obciążenia elementów sieciowych. Do określenia tego wpływu używane są współczynniki wrażliwości poszczególnych elementów (linii, transformatorów) na zmianę generacji w poszczególnych węzłach sieci. Na podstawie wyznaczonego zestawu współczynników wrażliwości dla wszystkich węzłów, elementów sieciowych oraz stanów pracy sieci, obliczany jest wskaźnik korelacji dla każdej pary węzłów. W oparciu o macierz wyznaczonych wartości wskaźników korelacji wszystkich par węzłów tworzone są grupy węzłów koherentnych i wreszcie grupy farm wiatrowych przyłączonych do tych węzłów. Szerszy opis algorytmu tworzenia grup węzłów koherentnych znajduje się w [4].

Dalsze analizy są prowadzone w oparciu o założenie, że wszystkim farmom wiatrowym należącym do jednej grupy przydzielony zostanie ten sam (wyrażony jako ułamek mocy znamionowej) poziom redukcji generowanej mocy. Do tego celu wykorzystywana jest implementacja algorytmu genetycznego, która ma na celu maksymalizację łącznego poziomu generacji wiatrowej (a więc minimalizację ograniczeń) przy jednoczesnym zapewnieniu bezpiecznej pracy sieci (eliminacji przeciążeń), podobnie jak w [66]. Takie podejście do ograniczania mocy farm wiatrowych w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy sieci jest bardziej „sprawiedliwe” z punktu widzenia operatorów farm.

Zaprezentowana koncepcja algorytmu została zaimplementowana na platformie programistycznej Java, jako zmodyfikowana i rozszerzona wersja oprogramowania przedstawionego w [66]. W nowej implementacji algorytmu genetycznego, pojedynczy osobnik reprezentuje

rozkład generacji (poziomy generowanej mocy) grup farm wiatrowych, a nie, jak poprzednio, pojedynczych farm. Stworzone oprogramowanie korzysta z zewnętrznego silnika obliczeń rozptylowych. Danymi wejściowymi są plik w standardowym formacie PTI zawierający model systemu elektroenergetycznego, lista analizowanych stanów systemu (wyłączeń) oraz lista grup farm wiatrowych otrzymana na podstawie wcześniejszych, deterministycznych etapów procesu, które również zostały zaimplementowane w postaci oprogramowania komputerowego. Wynikiem procesu optymalizacji jest - w każdej iteracji - lista poziomów generacji wszystkich grup farm (wyrażonych jako ułamek mocy znamionowej) oraz lista ewentualnie zanotowanych dla tego rozkładu generacji przeciążeń w obserwowanej części systemu.

3. WYNIKI

3.1. Przypadek testowy

W celu weryfikacji działania algorytmu wykonano obliczenia dla przypadku testowego, wyniki których zostały następnie porównane z wynikami uzyskanymi przy użyciu innych metod, w szczególności z wykorzystaniem oryginalnego podejścia polegającego na optymalizacji pojedynczych farm wiatrowych.

Model system elektroenergetyczny stworzony na potrzeby testów obejmował zarówno sieć przesyłową (400 kV i 220 kV) jak i dystrybucyjną (110 kV), o rozmiarze kilkuset węzłów i linii. Łączna moc zainstalowana w ponad stu (128) farmach wiatrowych zlokalizowanych w różnych częściach systemu wyniosła ponad 5700 MW. W wyniku procesu tworzenia grup farm wiatrowych, farmy te zostały przydzielone do 19 różnych grup, z których najliczniejsza składała się z 18 farm. W stanie pracy sieci bez wyłączeń i pracy wszystkich farm z mocą znamionową zanotowano 12 przeciążeń o wartości do 180% dopuszczalnej obciążalności, w tym trzy przeciążenia w sieci przesyłowej.

Wartość minimalnej redukcji mocy farm wiatrowych zapewniającej eliminację zagrożeń przeciążeniami wyznaczono przy użyciu trzech różnych metod:

- optymalizacji poziomów generacji grup farm wiatrowych (nowe podejście prezentowane w artykule),
- optymalizacji poziomów generacji pojedynczych farm wiatrowych (oryginalne podejście),
- równomiernego ograniczania mocy wszystkich farm na obszarze testowym.

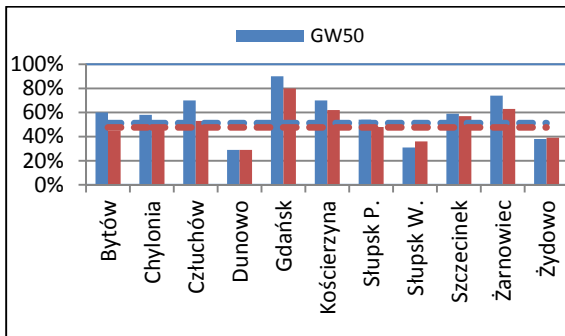
Uzyskane wyniki przedstawiono w tablicy 3.

Tablica 3 Porównanie wyników uzyskanych przy użyciu różnych metod

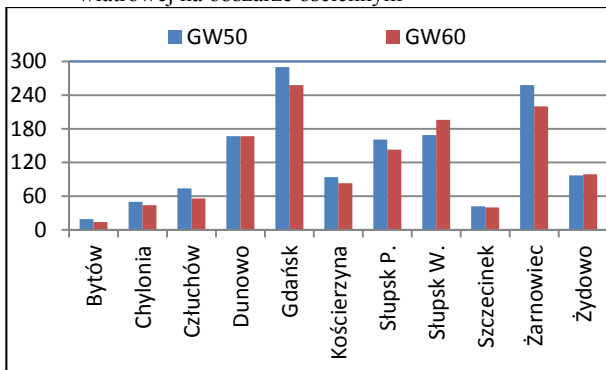
Metoda	Łączna moc [MW]	Łączna moc [% P _n]
Równomierna redukcja	3228	56,2
Optymalizacja (farmy)	3805	66,4
Optymalizacja (grupy)	3792	66,2

Łączna moc generacji wiatrowej wyznaczona przez nowy algorytm wyniosła blisko 3800 MW (ok. 66% mocy zainstalowanej) i była pomijalnie mniejsza niż wartość otrzymana przy użyciu oryginalnego algorytmu (optymalizującego poziomy generacji pojedynczych farm wiatrowych). Różnica wyniosła zaledwie 13 MW, a zatem poni-

mniejszą wagę w generowaniu przekroczeń spowodowanych transferem nadmiaru mocy z północnej części KSE.



Rys. 5 Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [%] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym



Rys. 6 Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [MW] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Uzyskane w testach wyniki pokazują, że proponowane podejście pozwala na osiągnięcie końcowych rezultatów o bardzo podobnej jakości (tzn. zbliżonej łącznej mocy generacji wiatrowej po redukcji) jak w przypadku oryginalnego rozwiązania. Z szeregu nowych zalet najważniejszą jest bardziej równomierne rozłożenie redukcji pomiędzy farmy wiatrowe położone niedaleko siebie, co może pozwolić na znaczącą poprawę akceptacji procedury nakładania ograniczeń w środowisku operatorów farm.

AREA-WIDE MANAGEMENT OF A SIGNIFICANT WIND GENERATION AS A WAY TO ENSURE A SAFE GRID OPERATION – CONFERENCE PAPER

Key-words: wind generation, optimization

The paper presents a new approach to the problem of optimizing wind generation distribution in case of overloads in the grid caused by high level of wind generation. The approach is based on modified and enhanced genetic algorithm presented at the previous APE conference in 2011. The idea of coherent grid nodes is introduced in order to optimize generation levels for groups of wind farms instead of individual wind farms, enabling grid operators to distribute power reduction among wind farms in a more equal manner, which can result in enabling larger wind generation penetration in grid with low transmission capacities. The test results as well as results obtained using the algorithm for a real-life, large-scale case are also presented.

Inne korzyści to m.in. zmniejszenie liczby optymalizowanych zmiennych (grupy zamiast pojedynczych farm), co pociąga za sobą skrócenie czasu potrzebnego na obliczenia oraz możliwość łatwiejszej implementacji rozwiązania w procedurach prowadzenia ruchu sieci. Proponowany algorytm może zatem stać się użytecznym narzędziem dla celów zarządzania siecią dystrybucyjną z dużym udziałem generacji wiatrowej i ograniczonymi zdolnościami przesyłu mocy i tym samym przyczynić się do umożliwienia większej penetracji energetyki wiatrowej.

Wykorzystanie przedstawionej metody do symulacji w ramach opracowywania koncepcji rozwoju sieci w północnej części Polski pozwoliło na pozytywną weryfikację algorytmu podczas rozwiązywania rzeczywistego problemu o dużej skali i złożoności oraz dostarczyło cennych informacji dotyczących jego wydajności, niezawodności, odporności na błędy i jakości otrzymywanych rozwiązań, które posłużą do dalszych prac mających na celu jego rozwój.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Serwis internetowy Urzędu Regulacji Energetyki, <http://ww.ure.gov.pl>.
2. Bajor M.: Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Jurata, 8-10.06.2011.
3. Bajor M., Jankowski R., Madajewski K.: Wind generation management in the distribution network, 44th CIGRE Session, Paryż, 26-31.08.2012.
4. Bajor M., Ziolkowski P., Widelski G.: Wyznaczanie dostępnych mocy przyłączeniowych, „Energia elektryczna”, nr 3/2012, str. 14-16.
5. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej.
6. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Wyznaczanie grup węzłów koherentnych ze względu na wpływ przyłączanej generacji na obciążenia w sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA.