

# Sterowanie i regulacja w różnych konfiguracjach układów morskich sieci farm wiatrowych – wybrane analizy stosowanych rozwiązań i propozycje nowych kierunków badań

**Streszczenie.** W artykule zostały przedstawione wybrane analizy różnych konfiguracji pracy morskich sieci farm wiatrowych oraz ich wpływ na konieczne wyposażenie w układy sterowania, regulacji i zabezpieczeń. Omówiono również podstawowe algorytmy sterowania i regulacji oraz wskazano obszary, w których praca tych układów oraz stosowane algorytmy mogą mieć istotny wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. W efekcie zaproponowano wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych jako rozwiązania mającego na celu poprawę funkcjonowania tych systemów.

**Abstract.** The article presents selected analyses of different configurations of offshore wind farm networks and their impact on the essential control and regulation system equipment. It also discusses basic algorithms of control and regulation and identifies areas in which the functioning of these systems and the implemented algorithms may have a significant impact on the safety of the power system functioning. As a solution, a synchronous measurement technique has been proposed to improve the functioning of these systems. (**Control systems and regulation in different configurations of offshore wind farm networks – selected analyses of applied solutions and suggestions for new directions in research**).

**Słowa kluczowe:** sieci morskie farm wiatrowych, sterowanie i regulacja, pomiary synchroniczne.

**Keywords:** offshore wind farms networks, control and regulation, synchronous measurements.

## Wstęp

Na chwilę obecną większość farm wiatrowych usytuowana jest na lądzie. Ze względu na szybko rosnącą wartość mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych, dostępność miejsc na lądzie o odpowiednich warunkach geofizycznych ulega gwałtownemu zmniejszeniu. Obecnie największe inwestycje pod względem mocy zainstalowanej planowane są na morzu (*offshore*) [1]. Istotnym aspektem, jaki musi być wzięty pod uwagę w fazie projektowej, jest odległość samej farmy od lądu, jak również odległość miejsca przyłączenia do sieci przesyłowej na lądzie. Duże wartości tych odległości wymagają optymalizacji proponowanych rozwiązań pod względem np. ilości planowanych podwodnych i lądowych kabli do przesyłu energii z farmy oraz konfiguracji sieci i miejsc konwersji AC/DC/AC. Również ze względu na odległości farm typu *offshore* od brzegu, jakiegokolwiek naprawy sprzętu zajmują nie tylko dużo czasu, ale są też kosztowne. Powoduje to pogorszenie stopnia możliwości wykorzystania mocy farmy wiatrowej w systemie w przypadku awarii jej komponentów lub niestabilnej pracy sieci *offshore* (wynikającej najczęściej z algorytmów regulacji, sterowania i zabezpieczeń układów konwerterowych). W fazie projektowej należy więc przede wszystkim brać pod uwagę:

- zastosowanie komponentów o niskiej awaryjności,
- skuteczną redundancję (zapewnienie działania farmy nawet w przypadku awarii pojedynczego elementu),
- wyboru rozwiązań z odpowiednio dopasowanymi rozwiązaniami algorytmów regulacji, sterowania i zabezpieczeń do konfiguracji pracy sieci morskiej.

Z tego względu często proponuje się w fazie projektowania farmy wiatrowej wprowadzenie tzw. podejścia systemowego [13]. Tradycyjnie sieć przesyłowa zaprojektowana jest jako system zintegrowany pionowo. Moc elektryczna wytworzona w węzłach wytwórczych przesyłana jest z nich na wysokim napięciu do sieci dystrybucyjnej, a następnie – po kolejnej transformacji napięcia – do odbiorów. W obecnie pracującej strukturze średnia odległość między węzłami generacyjnymi a odbiorami jest na poziomie 100 km [1], [13] co oznacza, że taka struktura nie jest przygotowana na przesył większości mocy na długich dystansach. Ze względu na planowane inwestycje w farmy wiatrowe typu *offshore*, wartości rzędu

10 GW mocy zainstalowanej będą wymagały przesyłu na odległości przekraczające nawet 1000 km [3], [6]. W związku z powyższym sieć 400 kV w jej obecnej postaci będzie musiała zostać rozwinięta. Należy podkreślić, że „pionowa” struktura sieci przesyłowej jest obecnie dość dobrze „zarządzana” zarówno pod względem inwestycji jak i regulacji. Natomiast układy wieloterminalowe, w szczególności układy HVDC, są ciągle w fazie rozwoju, a ich sterowanie i regulacja jest przedmiotem badań i opracowywania nowych rozwiązań poprawiających współpracę sieci morskich z sieciami lądowymi. W artykule przedstawiono wybrane analizy stosowanych obecnie rozwiązań sieci morskich farm wiatrowych oraz dokonano oceny algorytmów sterowania i regulacji mających wpływ na bezpieczeństwo funkcjonowania połączonych systemów morskich i lądowych oraz zoptymalizowany sposób przesyłu energii elektrycznej w takich układach.

## Konfiguracje pracy morskich sieci farm wiatrowych i ich układy sterująco-regulacyjne

Regulacja napięcia w sieci przesyłowej zależy w głównym stopniu od produkcji i zużycia mocy biernej. Dlatego też w miejscu przyłączenia dużych farm wiatrowych typu *offshore* do sieci moc bierna musi być zbilansowana w ramach warunków normalnej pracy. W wielu przypadkach farmy wiatrowe w przypadku awarii systemowych takich jak zwarcie, były natychmiastowo odłączane od systemu elektroenergetycznego. Obecnie ze względu na znaczne wartości mocy zainstalowanych dużych i średnich elektrowni wiatrowych wymaga się, aby nowe farmy wiatrowe utrzymywały się w czasie tego typu zakłóceń w połączeniu z systemem. Ułatwia to powrót systemu elektroenergetycznego do stanu normalnej pracy po wystąpieniu zakłócenia.

Obecnie dostępne są dwa najczęściej stosowane rozwiązania łączące farmę wiatrową typu *offshore* z siecią: połączenie stałoprądowe (DC) i zmiennoprądowe (AC). Główną zaletą rozwiązania AC jest niski koszt budowy i wyposażenia stacji. Koszt ten jednak rośnie wraz ze wzrostem odległości samej farmy od lądu (koszt kabla łączącego farmę ze stacją staje się znaczący). Dlatego powyżej pewnej odległości takie rozwiązanie jest finansowo nieoptymalne. Długie kable AC są też źródłem dużych

wartości mocy biernej pojemnościowej. Prądy ładowania kabla stają się wówczas tak duże, że zdolności przesyłowe takiego kabla są znacznie ograniczone. Dlatego w procesie optymalizacji takiego rozwiązania funkcjami celu są wartość napięcia przesyłowego oraz ilość zastosowanych układów kabli. Połączenie kablem AC oznacza pracę synchroniczną farmy offshore z systemem elektroenergetycznym. Wszystkie zwarcia w systemie lądowym wpływają więc na znajdujący się na morzu system sieciowy farmy i vice versa. Konieczna staje się wtedy szybka regulacja napięcia [2], [4], [5].

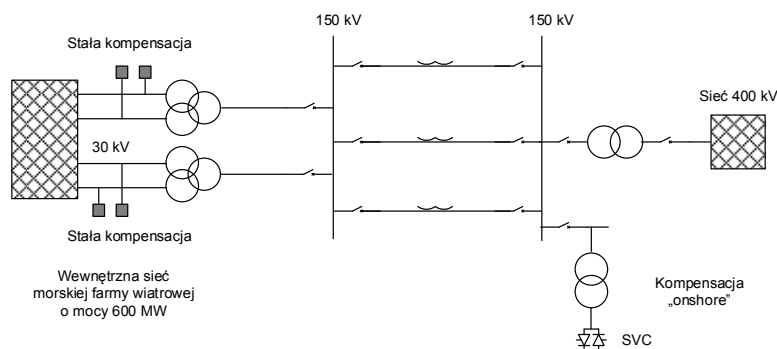
Rozwiązanie stałoprądowe DC jest tańsze ze względu na koszt zastosowanych kabli. Mimo wysokich kosztów konwerterów, przy dużych odległościach, na których ma być przesyłana moc, rozwiązanie DC jest konkurencyjne pod względem nie tylko inwestycyjnym, ale także operacyjnym. Dodatkowo, połączenie DC daje możliwość asynchronicznej pracy sieci AC farmy wiatrowej offshore oraz sieci przesyłowej na lądzie. Taki sposób pracy ułatwia powrót systemu do stanu pracy przed zaistniałym zakłóceniem (np. zwarcie).

Jak wspomniano wcześniej, rozwiązanie zmiennoprądowe połączenia farmy wiatrowej offshore z lądem wymaga opracowania odpowiedniego systemu regulacji mocy biernej. Wyposażenie farmy zapewniające regulację mocy biernej powinno składać się z dwóch komponentów: jednego z ustaloną (stałą) kompensacją oraz drugiego – z możliwością regulacji. Oba systemy kompensacji powinny mieć charakter indukcyjny. Część odpowiedzialna za „ustaloną” kompensację wymaga mniej miejsca. Dogodnym miejscem jej zainstalowania może być sama farma offshore. Generatory turbin wiatrowych same zapewniają do pewnego stopnia regulację mocy biernej i napięcia. W miejscu połączenia z siecią na lądzie zasadnym wydaje się być zastosowanie układów SVC (*Static Var Compensator*). Możliwe jest wtedy zapewnienie zarówno bilansu mocy biernej jak i regulacji napięcia w miejscu połączenia. Przykładowy schemat takiej sieci przedstawia Rys. 1.

Dla odpowiedniego doboru konfiguracji pracy morskich farm wiatrowych, ich komponentów, algorytmów sterowania i zabezpieczeń, konieczna jest również analiza zjawisk dynamicznych. Typowym przypadkiem dla działających obecnie farm wiatrowych jest sytuacja, w której moc produkowana przez farmę przesyłana jest do stacji znajdującej się na lądzie, która zasila znajdujące się w pobliżu osiedla czy też zakłady przemysłowe. Zwarcie na jednej z linii wychodzących ze stacji spowoduje obniżenie napięcia w rozpatrywanym systemie. Jeśli to zwarcie znajdować się będzie blisko stacji, napięcie spadnie prawie do zera.

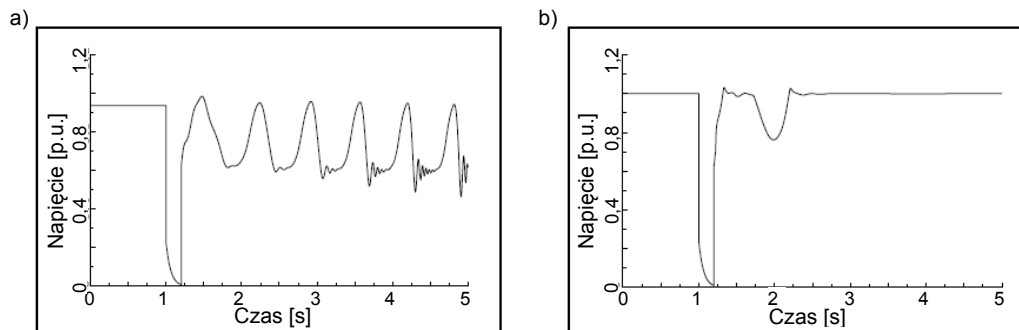
Przy projektowaniu nowych jednostek wytwórczych farm wiatrowych na morzu, niezwykle istotne jest uwzględnienie tzw. funkcji przejścia przez zwarcie (*fault ride-through*). Będzie to miało szczególne znaczenie dla automatyk

elektroenergetycznych zainstalowanych w stacjach i sieciach przesyłowych farm wiatrowych offshore. Dokładne zachowanie się farmy podczas zwarcia zależne będzie od typu generatora turbiny wiatrowej (generator indukcyjny, dwustronnie zasilany, czy też synchroniczny). Każdy z tych rodzajów wymaga dokładnej analizy. Z badań przeprowadzonych w [13] wynika, że w każdym z wymienionych wcześniej typów generatorów zastosowanie centralnego układu SVC będzie korzystne (Rys. 2). Badania te przeprowadzono dla dwóch rozwiązań połączeń farm wiatrowych, planowanych na Morzu Bałtyckim na zachód od Rugii. Analizowano w nich osobne połączenia lub tzw. połączenie kombinowane.



Rys. 1. Przykładowa konfiguracja połączenia AC farmy wiatrowej offshore z siecią lądową [13]

Wiele analiz wskazuje na znaczne zalety rozwiązań stałoprądowych typu HVDC Light [13]. Jest to układ przesyłu mocy prądem stałym oparty o konwertery VSC. Układ ten umożliwia przesył dużych wartości mocy z farm wiatrowych do sieci lądowej. Nie wymaga on zastosowania dodatkowej kompensacji, ponieważ jest ona częścią układu regulacji konwerterów [13]. Ponadto układy HVDC Light posiadają możliwość kontroli mocy czynnej w sposób ciągły. Konwerter układu HVDC Light zapewnia regulację mocy biernej na szynach AC, a w połączeniu z regulatorem nadrzędnym – regulację napięcia AC sieci połączonej ze stacją konwerterową. W przypadku farm wiatrowych układ HVDC Light może zagwarantować regulację mocy czynnej i biernej, dzięki czemu zarówno częstotliwość jak i napięcie, mogą być regulowane ze stacji konwerterowej. W szczególności może to umożliwiać przeprowadzenie black-startu poprzez regulację napięcia i częstotliwości od zera do wartości znamionowych. W praktyce uruchomionych jest już kilka działających układów HVDC Light (np. w Szwecji, Australii, Danii i USA). Przykładowo układ HVDC Light na farmie w Tjæreborgu jest instalacją testową [15]. Kabel



Rys. 2. Stany dynamiczne po zwarcie przy braku a) i obecności b) układu SVC [13]

stałoprądowy jest równoległy do zainstalowanego kabla zmiennoprądowego. Dla takiego układu symulacje zwarć trójfazowych wykazały, że połączenie DC potencjalnie poprawia zachowanie się farmy wiatrowej w trakcie zwarcia w sieci prądu przemiennego [15].

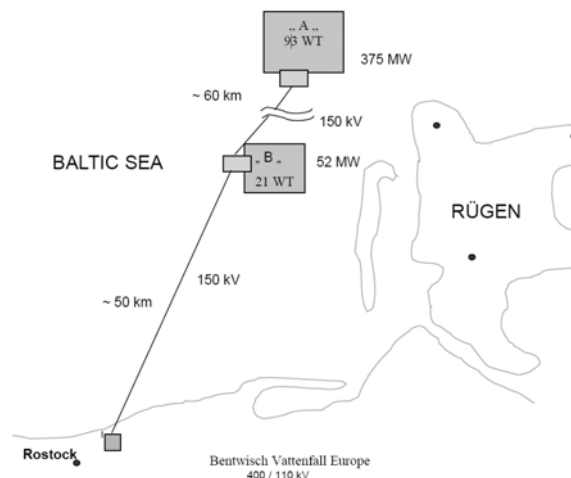
Analiza techniczna obu rozwiązań wskazuje, że rozwiązanie „łączone” (Rys. 3) jest znacznie bardziej ekonomicznie uzasadnione, ponieważ moc produkowana w obu farmach może być przesyłana za pomocą tego samego kabla na ląd. Farma zostaje bardzo szybko odizolowana od sieci AC, gdzie występuje zwarcie. Farma wraca do swojej pełnej produkcji po eliminacji zwarcia w sieci AC. Obie strony układu DC mogą pracować i być połączone z jedną siecią, podczas zaistnienia zwarcia w drugiej sieci. Najistotniejszą cechą układów HVDC Light jest to, że dają one możliwość redukcji rozmiaru i wagi urządzeń, co jest nie bez znaczenia dla instalacji morskich zrealizowanych na platformach. Dzieje się tak poprzez zastosowanie mniejszych filtrów oraz brak konieczności użycia dodatkowego sprzętu do generacji mocy biernej. Połączenie DC ze względu na przesył prądem stałym nie posiada większych technicznych ograniczeń związanych z odległością, na którą ma być przesyłana moc. Charakterystyka operacyjna układów HVDC Light wskazuje, że są one korzystnym rozwiązaniem w sytuacjach, gdy moc z farm wiatrowych wprowadzana jest do sieci w węzłach, gdzie mogą występować problemy z migotaniem światła, stabilnością itp., a także gdy wskazana jest praca farm przy różnej lub zmieniającej się częstotliwości części AC sieci [13].

Układy kabli przesyłowych pracujących przy napięciu zmiennym AC są obecnie dobrze opracowane teoretycznie i technologicznie. Dlatego jest to często podstawowe rozwiązanie stosowane obecnie przy połączeniu farm wiatrowych offshore z lądem [9], [11], [14]. Spotyka się w szczególności dwa główne rozwiązania: HVAC (*high voltage AC* – przesył prądem przemiennym przy wysokim napięciu) i MVAC (*medium voltage AC* – przesył mocy sieciami średniego napięcia). Układ przesyłu HVAC pracuje w taki sposób, że lokalna sieć farmy wiatrowej pracuje na średnim napięciu (20 - 30 kV). Poprzez transformator moc wyprowadzana jest z farmy już na wysokim napięciu. Rozwiązanie to wymaga zastosowania transformatora podwyższającego napięcie, pracującego na morzu. W przypadku układów MVAC siecią średniego napięcia jest sieć farmy łącząca poszczególne turbiny, a także wyprowadzająca moc na zewnątrz.

Rozwiązanie HVAC stosowane jest powszechnie dla dużych farm wiatrowych offshore takich jak Barrow, Nysted, Horns Rev [1]. Typowy układ pracy takich farm pokazany jest na Rys. 4. Turbiny wiatrowe połączone są do lokalnej sieci średniego napięcia całej farmy. Sam układ przesyłowy znajduje się na zewnątrz farmy. Jego pierwszym stopniem jest transformator podwyższający napięcie, pracujący na morzu. Kolejnymi elementami takiej sieci są kabel podmorski i punkt połączenia z główną siecią na lądzie. Warto zauważyć, że taki układ posiada tylko jedno trójfazowe połączenie z lądem. Jeśli to połączenie nie pracuje – cała farma odłączona jest od sieci na lądzie.

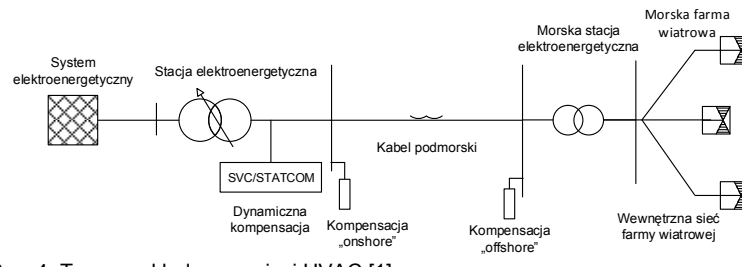
Rozwiązanie MVAC stosowane jest dla mniejszych farm wiatrowych, zlokalizowanych w pobliżu lądu (np. Middelgrunden, Scorby Sands czy North Hoyle [1]). W przypadku takiej konfiguracji farma wiatrowa podzielona jest na tzw. klastry. Każdy z klastrów posiada własne trójfazowe połączenie kablami z lądem. Połączenie to pracuje na średnim napięciu (24 – 36 kV) o takim samym poziomie, jaki posiada wewnętrzna sieć farmy wiatrowej. W związku z powyższym nie ma potrzeby zainstalowania stacji transformatorowej na platformie morskiej, co znacznie

obniża koszty. Typowy układ pracy pokazany jest na Rys. 5. Układ pracy MVAC nie wymaga stosowania transformacji napięcia w stacji offshore. Moc z farmy wyprowadzana jest na ląd przez więcej niż jedno połączenie trójfazowe o niższym napięciu niż dla układu HVAC. Przesył energii elektrycznej na ląd może odbywać się przy wyższym prądzie, a to może spowodować wzrost strat, zarówno czynnych, jak i biernych.



Rys. 3. Analizowany układ pracy sieci morskich [13]

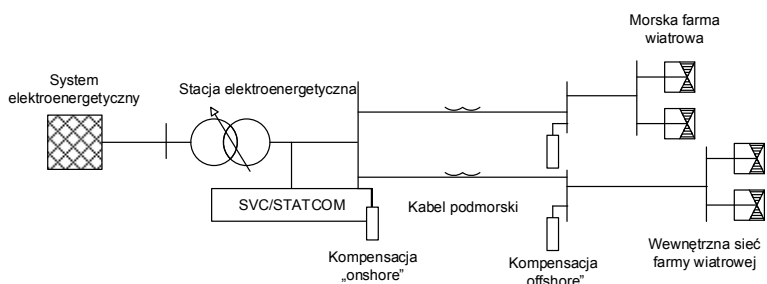
Jednocześnie przesył przy niższym napięciu powoduje, że prądy ładowania kabli podmorskich będą niższe. W układzie pracy MVAC, przy połączeniu z lądem za pomocą więcej niż jednego kabla podmorskiego, w przypadku zwarcia na jednym z nich i jego wyłączenia, klaster z nim połączony może nadal pracować. Fakt redundancji połączeń farmy z lądem jest szczególnie ważny w sytuacji, gdy farma zlokalizowana jest w niedużej odległości od lądu w obszarze o dużym natężeniu ruchu morskiego lub w obszarach o ekstremalnych warunkach pogodowych (np. w okresie zimowym, kiedy naprawa kabla podmorskiego jest



Rys. 4. Typowy układ pracy sieci HVAC [1]

praktycznie niemożliwa, a praca farmy wiatrowej musi być utrzymana).

Podobne rozwiązanie, czyli podział farmy na klastry, może być również stosowane w wariancie HVAC. W takim układzie każdy z klastrów nie jest bezpośrednio połączony z lądem. Jest natomiast wyposażony we własny transformator podwyższający napięcie do wartości koniecznej do przesyłu na ląd. Rozwiązanie takie stosowane jest dla farm wiatrowych o dużych wartościach mocy zainstalowanej (np. Kriegers Flak czy Robin Rigg). Wartości mocy wydzielonych klastrów, jak i mocy przesyłana z klastrów przez połączenia trójfazowe, zależą od konkretnego projektu. Wadą takiego rozwiązania jest konieczność wybudowania kilku platform ze stacjami transformatorowymi lub umieszczenia kilku transformatorów na jednej, odpowiednio większej platformie.



Rys. 5. Typowy układ pracy sieci MVAC [1]

### Technologie stacji konwertorowych oraz doświadczenia eksploatacyjne

Z punktu widzenia konieczności konwersji AC/DC, dostępne są dwa podstawowe rozwiązania: konwertery LCC (*line commutated converters*) oraz konwertery VSC (*voltage source converters*).

W układach pierwszego typu, ze względu na zastosowanie tyrystorów, ich załączenie może być kontrolowane, jednakże wyłączenie już nie. Staje się to szczególnie ważnym aspektem w przypadku zaistnienia zwarcia. Dodatkowo, ten typ konwertera wymaga podania napięcia po obu stronach: na lądzie i na morzu. Technologia VSC jest rozwiązaniem znacznie nowszym, w którym przełączanie urządzeń półprzewodnikowych niezależnie jest od napięcia sieci, co może wspomagać stabilność systemu i jest szczególnie istotne w układach z małymi wartościami mocy zwarciowej. Mimo iż rozwiązanie VSC wymaga zastosowania mniejszej ilości filtrów niż LCC, jest jednak droższe od tego ostatniego. W obu przypadkach wyposażenie stacji morskich uzależnione jest od wybrania rozwiązania danego producenta i jest bezpośrednio związane z konkretnym modelem urządzenia. Zalety i wady poszczególnych rozwiązań oraz wymagania stawiane układom sieciowym i stacjom energetycznym zestawiono w tabeli 1.

Analizując doświadczenia z istniejących instalacji [1], [7], [8], [10], [12] można zauważyć, że zastosowaną technologią, która dowiodła swojej użyteczności, jest rozwiązanie zmiennoprądowe AC połączenia farmy wiatrowej offshore z lądem. W przypadku dużych odległości farm od lądu rozwiązanie DC może być jednak bardziej optymalne. Ustalenie odpowiedniego rozwiązania musi być oparte na szczegółowej analizie w fazie projektowej wybranej farmy offshore. Każde z rozwiązań narzuca określony zakres wyposażenia sieci farmy wiatrowej offshore w układy przesyłowe i regulacyjne. Na przykład przy zastosowaniu w farmie wiatrowej generatorów synchronicznych [7], można zaproponować połączenie farmy offshore z lądem za pomocą układu HVDC z wykorzystaniem prostownika opartego na diodach. Do zalet prostowników diodowych zaliczyć należy: mniejsze straty przewodzenia, mniejsze rozmiary instalacji i wyższą niezawodność. Dodatkowo, nie ma potrzeby stosowania transformatora dla prostownika, gdy generator jest bezpośrednio połączony z prostownikiem diodowym. Stacje oparte na prostownikach diodowych mogą pracować jedynie w trybie regulacji napięcia, w którym jest ono zależne od wzbudzenia generatora. Ze względu na to inwerter HVDC może pracować wyłącznie w trybie regulacji prądu, któremu towarzyszy zmniejszona wydajność i wyższe prawdopodobieństwo przerwy w komutacji (*commutation failure*). Istotne jest więc zaprojektowanie generatorów w taki sposób, aby ich reakcja przejściowa była na tyle duża, żeby ograniczyć prądy przetężeniowe prostownika w

trakcie procesów przejściowych występujących podczas zwarć w sieci [7].

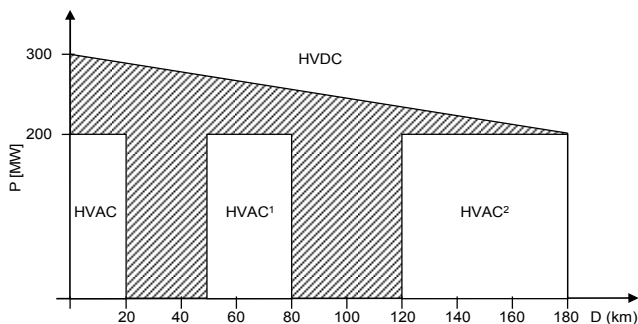
Mimo występujących ograniczeń technicznych w zastosowaniu połączeń HVDC należy podkreślić, iż w przypadku farm morskich odległych od lądu ponad 50-60 km takie rozwiązanie jest najbardziej uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia. Wynika to przede wszystkim z konieczności stosowania w układach sieci AC dodatkowych układów kompensacyjnych i mniej wydajnych algorytmów regulacji napięcia i częstotliwości.

Tabela 1. Wady i zalety układów pracy sieci morskich oraz ich ogólne wymagania [1]

AC	DC	
	LCC	VSC
można uniknąć konieczności budowy platformy morskiej ze stacją transformatorową	wymaga platformy	wymaga platformy
można uniknąć strat związanych z przełączaniem, ponieważ nie musi być wymagane stosowanie konwerterów	występują straty związane z komutacją w konwerterach AC/DC	występują straty związane z komutacją w konwerterach AC/DC
wymaga kompensacji mocy biernej	nie wymaga kompensacji mocy biernej	nie wymaga kompensacji mocy biernej
wszystkie zwarcia występujące w sieci głównej wpływają na sieć AC farmy morskiej i vice versa	elektryczne rozdzielanie sieci prądu przemiennego na lądzie i na morzu	elektryczne rozdzielanie sieci prądu przemiennego na lądzie i na morzu
prądy ładowania kabli redukują zdolności przesyłowe	prądy ładowania nie występują	prądy ładowania nie występują
zdolność przesyłania mocy w obu kierunkach	aby zmienić kierunek przepływu mocy, konieczna jest zmiana polaryzacji biegunów	zdolność przesyłania mocy w obu kierunkach
zaawansowana i wiarygodna technologia w zastosowaniach offshore	dobrze ugruntowana technologia, ale w innych zastosowaniach	dobrze ugruntowana technologia, ale w innych zastosowaniach
mniejsze koszty ze względu na zastosowanie standardowych elementów	minimalne wymagania co do ilości mocy biernej, nawet przy bezwietrznych warunkach	wysoki koszt

W sieciach AC morskich farm wiatrowych, w których turbiny wiatrowe stanowią generatory dwustronnie zasilane, najczęściej stosuje się metody bazujące na statycznych kompensatorach synchronicznych (STATCOM). W takich układach techniki regulacji bazują na kącie zapłonu prostownika jako narzędziu regulacji napięcia i częstotliwości sieci morskiej farmy wiatrowej. Tego typu sposobów nie stosuje się w przypadku prostowników diodowych HVDC. Zastosowanie turbin wiatrowych z układem konwerterów daje możliwość ścisłej kontroli

napięcia i częstotliwości sieci AC farmy morskiej [1]. Na rysunku 6 przedstawiono zależność optymalności zastosowanego rozwiązania w zależności od odległości morskiej farmy wiatrowej od sieci lądowej. Pokazuje on również konieczność uzupełnienia wyposażenia stacji i kabli podmorskich w układy kompensacji.



Rys. 6. Optymalna konfiguracja połączenia z lądem w zależności od mocy farmy wiatrowej i jej odległości od lądu [1]

- (1) – konieczna kompensacja mocy biernej na obu końcach połączenia
- (2) – kompensacja mocy biernej na obu końcach oraz dodatkowa w połowie podmorskiego kabla

### Trendy światowe i nowe kierunki badań

W najbliższych latach liczba farm wiatrowych offshore pracujących w układzie połączenia z lądem HVDC-VSC będzie wzrastać. Dlatego też będzie następować ewolucja technologii sieci morskich HVDC-VSC w stronę układów wieloterminalowych, sprzęgających różne sieci zmiennoprądowe (różnych farm) z odpowiednimi terminalami. Mimo, iż wieloterminalowy układ HVDC-VSC staje się interesującym rozwiązaniem dla zagadnienia połączenia różnych farm morskich, szereg problemów natury technicznej musi zostać rozwiązanych dla zapewnienia optymalnej pracy takich układów. Należą do nich kwestie regulacji, sterowania i zabezpieczeń [10]-[14]. Chociaż technologia wieloterminalowa dla układów HVDC-LCC sięga lat 60-tych XX wieku, to wariant taki w technologii VSC – do przesyłu mocy z morskich farm wiatrowych – pojawia się dopiero w rozważaniach na początku XXI wieku [10]. Obecnie stosowane rozwiązania HVDC-VSC są intensywnie badane w ramach różnych projektów takich jak Desertec i European offshore Supergrid. Ze względu na konieczną korelację układów regulacyjnych, sterujących i zabezpieczeniowych zlokalizowanych w sterownikach siłowni wiatrowych z automatyką stacyjną sieci morskich, w artykule w syntetyczny sposób scharakteryzowano podstawowe właściwości różnych układów pracy morskich farm wiatrowych i ich sieci. Dokonano również ogólnej analizy stosowanych w praktyce oraz nowych propozycji rozwiązań układów i algorytmów sterowania oraz regulacji dla różnego typu stacji (różne rodzaje konwerterów) oraz konfiguracji sieci morskich (układy HVAC, HVDC, układy mieszane i wieloterminalowe). W zależności od zastosowanych typów generatorów w farmie wiatrowej, przyjętej konfiguracji i układu pracy morskiej części sieci elektroenergetycznych, istnieje konieczność opracowania jednolitych wytycznych stawianych układom automatyki elektroenergetycznej oraz zdalnego sterowania i monitoringu [17-18]. W szczególności układy regulacji, sterowania i zabezpieczeń muszą uwzględniać przyjęte rozwiązania wstawek konwerterowych (LCC i VDC). Zastosowanie połączenia line-commutated HVDC w celu przesyłu mocy na duże odległości między systemami elektroenergetycznymi pracującymi w ogólnie asynchronicznie, jest obecnie rozwiązaniem uznanym i sprawdzonym. Wariant VSC połączenia stałoprądowego

HVDC pojawił się relatywnie niedawno. Po raz pierwszy został zastosowany w Goltandii w 1997 roku, a ostatnio jako połączenie o długości 53 mil przesyłające energię elektryczną na dnie zatoki San Francisco [2]. Projekt operatora Nordeon u wybrzeży Niemiec jest jednym z pierwszych na świecie połączeń VSC-HVDC przesyłającym moc z morskiej farmy wiatrowej. Rozwiązanie to wydaje się szczególnie odpowiednie do połączenia odległych farm wiatrowych z siecią prądu zmiennego na lądzie ze względu na korzystny wpływ na bilans mocy biernej farmy wiatrowej, możliwość black-startu, czy też mały rozmiar wymaganych filtrów. Ponadto technologia VSC-HVDC umożliwi zmianę kierunku przepływu mocy bez zmiany polaryzacji napięcia kabla DC. Własność ta powoduje dodatkowo, że rozwiązanie to wydaje się bardziej odpowiednie dla układów wieloterminalowych. Układy VSC-HVDC odgrywają znaczącą rolę w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Wielkiej Brytanii, a także są rozpatrywane jako rozwiązanie przesyłu mocy z morskich farm wiatrowych w Norwegii i w ramach europejskiego projektu Supergrid [8]-[12].

Najpopularniejszym rozwiązaniem było dotychczas zastosowanie konwerterów LCC. Ostatnio obserwuje się tendencję do większego zastosowania konwerterów VSC w morskich sieciach HVDC. Takie konwertery mocy oferują więcej możliwości sterowania pracą sieci morskiej farmy wiatrowej. Wśród ich zalet wymienia się: niezależne sterowanie mocą czynną i bierną, płynną regulację napięcia zmiennego, brak przerwy komutacji, zdolność do black-startu oraz brak konieczności zmiany polaryzacji napięcia w celu zmiany kierunkowości przepływu mocy. Dodatkowo filtry z nimi współpracujące są bardziej kompaktowe, a kable – lżejsze. Straty komutacyjne w konwerterach VSC są większe. Dla konfiguracji analizowanych w [1] i [13] uważa się, że zastosowanie konwerterów VSC (*voltage source converter*) –zapewniających możliwość przejścia do pracy wyspowej jak też black-startu – daje większą elastyczność w zasilaniu głównego systemu elektroenergetycznego z farmy offshore poprzez linię DC.

Jednym z ciekawszych rozwiązań jest zastosowanie w konwerterach prostowników opartych na diodach [7]. W takim przypadku to turbiny wiatrowe odpowiedzialne są za regulację parametrów sieci farmy wiatrowej. Dzieje się tak zarówno w trybie pracy wyspowej jak i przy działającym połączeniu z lądem. Standardowe funkcje  $f/P$  czy  $V/Q$  w układach regulacji mogą być również stosowane w mikrosieciach opartych na inwerterach [7]. Zakłada się przy tym, że konwertery front-end turbin wiatrowych są wyposażone w prądowo-sterowane inwertery typu VSC. Taki algorytm sterowania sprawia, że turbiny wiatrowe same regulują napięcie i częstotliwość sieci farmy morskiej, podczas gdy pracuje ona w trybie wyspowym. Z drugiej strony zapewnia on również regulację także przy działającym połączeniu HVDC z zastosowaniem prostowników diodowych.

### Podsumowanie

Przeanalizowane w artykule konfiguracje pracy morskich sieci farm wiatrowych oraz stosowane algorytmy sterowania i regulacji wskazują na wysoki stopień skomplikowania i zaawansowania technologicznego tego typu rozwiązań. Rozproszony charakter generacji energii elektrycznej oraz potencjalna obecność właścicielska wielu operatorów może i będzie powodowała istotne problemy z koordynacją funkcji sterująco-zabezpieczeniowych tego typu układów. Dla lepszego zrozumienia charakterystyki pracy sieci morskich farm wiatrowych najbardziej pomocne są analizy pracy instalacji pilotażowych [15-16]. Problemem staje się jednak właściwa rejestracja przebiegów wielkości elektrycznych, która umożliwi późniejszą dogłębną analizę

zachowania się tego typu układów oraz opracowanie odpowiednich algorytmów sterująco-regulacyjnych. Z pomocą mogą tutaj przyjść tzw. techniki pomiarów synchronicznych, realizowane przez urządzenia PMU. Dla sieci AC pomiary synchroniczne są już wykorzystywane m.in. do monitorowania stanu sieci i realizacji funkcji obronnych zwiększających bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego [24-25]. Układy te są jednak niedoceniane w obszarze sieci AC/DC/AC. Wynika to z faktu, iż pomiary synchroniczne kojarzone są głównie z parametrami sieci AC. Prowadzone są jednak badania [19], które umożliwiają zastosowanie elementów technik pomiarów synchronicznych do sterowania i nadzoru sieci, w których dokonywana jest konwersja AC/DC/AC. Techniki pomiarów synchronicznych wymagają stosowania rozwiązań zgodnych z najnowszymi normami [20-21] oraz wydajnych i niezawodnych sieci teletransmisyjnych o wysokim stopniu redundancji [22-23]. Planowanie tego typu rozwiązań powinno już następować na etapie projektowym połączeń farm wiatrowych z sieciami lądowymi. Technologia pomiarów synchronicznych jest obecnie przedmiotem analiz z przyszłościowym zastosowaniem aplikacyjnym zarówno w lądowych aplikacjach konwersji AC/DC/AC jak też dla układów morskich.

#### LITERATURA

- [1] Markel Zubiaga: Offshore Wind Farms, Energy Transmission and Grid Integration of AC Offshore Wind Farms, MSc Markel Zubiaga (Ed.), Chapter 3: Offshore Wind Farms, InTech, 2012
- [2] E. Prieto-Araujo, F.D. Bianchi, A. Junyent-Ferré, O. Gomis-Bellmunt: Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 4, October 2011, pp. 2476-2485
- [3] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, M. Aberg, K. Eriksson, and O. Tollerz: "The Gotland HVDC light project-experiences from trial and commercial operation" presented at the 16th Int. Conf. Exhibit. Contributions Elect. Distrib., Amsterdam, The Netherlands, Jun. 18-21, 2001.
- [4] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Voltage-current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms", Elect. Power Syst. Res., vol. 81, no. 2, pp. 440-450, 2011
- [5] L. Bertoni, M. Ferraz Araujo, W. Alexandre da Silva, L. F. Araujo Feio Nobre: MACH2 – Modular Advanced Control 2nd Edition, 2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition
- [6] ABB (2010), Grid connection of offshore wind farms-Bor-Win1, www.abb.com/hvdc
- [7] R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-D'arlée, F. Morant, S. Bernal-Perez: Distributed Voltage and Frequency Control of Offshore Wind Farms Connected With a Diode-Based HVDC Link, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 25, No. 12, December 2010, pp. 3095-3105
- [8] Jun Liang, Tianjun Jing, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, N. Jenkins: Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 4, October 2011, pp. 2596-2604
- [9] T. Haileselassie, M. Molinas, and T. Undeland, "Multi-terminal VSC/HVDC system for integration of offshore wind farms and green electrification of platforms in the North Sea," presented at the Nordic Workshop Power Ind. Electron., Helsinki, Finland, Jun. 2008.
- [10] D. Jovcic, "Interconnecting offshore wind farms using multiterminal VSC-based HVDC," presented at the IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meeting, Montreal, QC, Canada, Jun. 2006.
- [11] J. Liang, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission for offshore wind power," presented at the 13th Int. Eur. Power Electron. Conf. Exhibit., Barcelona, Spain, Sep. 8-10, 2009.
- [12] T. Haileselassie, T. Undeland, and K. Uhlen, "Multiterminal HVDC for offshore wind farms-control strategy," presented at the Wind Power to the Grid- EPE
- [13] K. Eriksson, P. Halvarsson, D. Wensky, M. Häusler: System Approach on Designing an Offshore Windpower Grid Connection, ABB, www.abb.com
- [14] Matthias Esken, Christian Feltes: Electrical protection system at Nordsee Ost - new utility approach for maximum operational flexibility and reliability, EWEA Offshore 2011, Amsterdam, 2011
- [15] Joakim Jeppsson, Poul Erik Larsen, Åke Larsson: Technical: Description Lillgrund Wind Power Plant, Lillgrund Pilot Project, Vattenfall Vindkraft AB, September 2008
- [16] Joint Pre-feasibility Study by Energinet.dk, Svenska Kraftnät, Vattenfall Europe Transmission: An Analysis of Offshore Grid Connection at Kriegers Flak in the Baltic Sea
- [17] Hawaiian Electric Company: Revised Draft Request for Proposals for Renewable Energy and Undersea Cable System Projects Delivered to the Island of O'ahu, Appendix F – Term Sheet of Additional Terms and Modifications to Model PPA for a Combined Resource, September 28, 2012
- [18] Requirements for Offshore Grid Connections in the Grid of TenneT TSO GmbH, 21 December 2012
- [19] C.O. Heyde, R. Krebs, P. Komarnicki, H. Guo, K. Rudion: Niezawodność i bezpieczeństwo dostaw energii z morskich systemów energetycznych, Elektroenergetyka : współczesność i rozwój, 1-2/2012, s. 38-48
- [20] M. Szewczyk: Wymagania normatywne pomiarów synchronicznych w infrastrukturze elektroenergetyki., Przegląd Elektrotechniczny, R. 90 Nr 3/2014, s. 80-83
- [21] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements, 27 March, 2014
- [22] M. Szewczyk: Wybrane analizy pracy struktur teletransmisyjnych i teleinformatycznych w elektroenergetyce, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90 Nr 3/2014, s. 1-5
- [23] M. Szewczyk: Analizy wymagań niezawodnościowych i jakościowych układów i urządzeń transmisji danych w współczesnej elektroenergetyce, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90 Nr 3/2014, s. 84-89
- [24] A. Halinka, M. Szewczyk, M. Tałaga: Możliwość zwiększenia potencjału obronności KSE poprzez wykorzystanie pomiarów synchronicznych w systemie SmartLoad. Blackout a krajowy system elektroenergetyczny. Edycja 2014: Red. J. Lorenc, A. Demenko. Komisja Nauk Elektrycznych, Polska Akademia Nauk, Oddział w Poznaniu. Ośrodek Wydawnictw Naukowych, Poznań, 2014, s. 81-89
- [25] A. Halinka, M. Szewczyk, M. Tałaga: Metodyka pomiarów synchronicznych (PMU) oraz przykłady zastosowania. Wiadomości Elektrotechniczne, 8/2014, R. 82, Sigma-NOT s. 21-25

**Autor:** dr inż. Michał Szewczyk, Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: Michal.Szewczyk@polsl.pl