

International Ukraine-Poland Seminar

Power quality in distribution networks with distributed generation

Kiev, July 4-5, 2019

DOI: 10.32073/iepl.2019.05

**UDZIAŁ FARMY WIATROWEJ W REGULACJI
NAPIĘCIA I CZĘSTOTLIWOŚCI**

Hubert Białas, Ryszard Pawelek, Irena Wasiak

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

Abstract: The purpose of this article was to assess the possibilities of wind farms participation in power system ancillary services including voltage and frequency regulation. Simulation tests were carried out in which a system model composed of a wind farm, a synchronous generator and a load was used. In the wind farm model consisting of 30 wind generators, active and reactive power control systems have been implemented enabling frequency and voltage regulation at the point of load connection. Presented results of the research show changes in the basic system parameters (voltage and frequency), depending on the renewable sources generation, limitations of the distribution system operator and wind farm participation scenarios in the system regulation of frequency and voltage.

1. WSTĘP

Wzrost mocy odnawialnych źródeł energii (OZE) zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym (SEE) zasadniczo zwiększa możliwości bilansowania, a tym samym całkowite bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie wzrost ten w całkowitym bilansie mocy, idący w parze z maksymalizacją wykorzystania pełnych możliwości wytwórczych tych źródeł, powiększa obszar produkcji mocy, który można uznać za wyłączony spod kontroli centralnej w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia. Utrzymanie tendencji wzrostowej OZE w bilansie mocy będzie wymuszać na operatorach konieczność zmiany sposobu nadzoru oraz sterowania pracą całego systemu i włączenia również tych źródeł do świadczenia usług regulacyjnych [1].

Utrzymanie wartości napięcia i częstotliwości w zadanych granicach jest zagadnieniem systemowym i obecnie realizowane jest przez układy regulacyjne generatorów synchronicznych w elektrowniach konwencjonalnych. Podstawowe procesy regulacyjne (tzw. regulacja pierwotna) realizowana są przez regulatory wzbudzenia i prędkości obrotowej generatorów, Następne fazy regulacji (tj. regulacja wtórna i trójna) odbywają się w ramach układu automatycznej regulacji napięcia oraz częstotliwości i mocy (ARCM) i polegają na

skoordynowanym oddziaływaniu na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych.

Za powyższym stwierdzeniem przemawiają też zmiany obserwowane w strukturze krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), tj. etapowe wycofywanie przestarzałych jednostek konwencjonalnych i zastępowanie ich nowymi blokami węglowymi o bardzo dużej mocy. Miejscowa koncentracja mocy wytwórczych może mieć negatywny wpływ na stabilność całego systemu elektroenergetycznego, bowiem w przypadku awarii dużego bloku następuje znaczące ograniczenie dostępnego zakresu usług systemowych. Opisana tendencja zmiany struktury KSE, oraz dążenie do wprowadzenia bilansowania obszarowego, długoterminowo może skutkować koniecznością zwiększenia poziomu usług systemowych dostępnego w systemie elektroenergetycznym [2].

Zdolność poszczególnych źródeł do uczestniczenia w regulacji systemowej zależna jest od technologii wykorzystywanej do produkcji energii. Obejmuje ona: rodzaj energii pierwotnej, obecność elementów wirujących, sposób wyprowadzenia mocy ze źródła do systemu oraz strukturę układów regulacji [3], [4], [5]. Obecnie za najbardziej obiecującą technologię źródeł wykorzystujących energię odnawialną uznawane są farmy wiatrowe, z uwagi na obecność elementów wirujących będących źródłem naturalnej odpowiedzi inercyjnej [7], [8], [9], [10]. Czynnikiem ten stanowi jedną z podstawowych zalet turbin wiatrowych w stosunku do innych źródeł odnawialnych, która przemawia za podjęciem działań mających na celu wykorzystanie turbin wiatrowych w regulacji systemowej [14].

Ze względu na złożoność systemu elektroenergetycznego i specyfikę farm wiatrowych, zagadnienia udziału farm w realizacji usług systemowych stanowią ciekawy problem badawczy. Celowe jest stworzenie narzędzia umożliwiającego analizę działania układów regulacyjnych oraz przebiegu procesu regulacyjnego w różnych warunkach pracy układu.

Celem niniejszej publikacji jest przeprowadzenie analizy odpowiedzi farmy wiatrowej wyposażonej w regulatory napięcia i częstotliwości na zmieniające się warunki pracy oraz ograniczenia operatora systemu elektro-energetycznego. Analiza została przeprowadzona na podstawie badań symulacyjnych wykonanych w programie PSCAD [16] z wykorzystaniem oryginalnego modelu farmy wiatrowej współpracującej z systemem elektro-energetycznym.

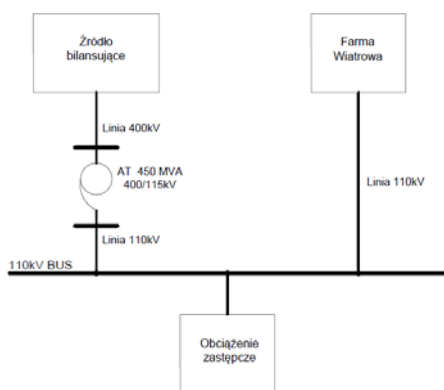
W artykule opisano sposób modelowania farmy, ze szczególnym uwzględnieniem układów regulacji napięcia i częstotliwości. Przedstawiono przykładowe wyniki obliczeń symulacyjnych pokazujące odpowiedź farmy wiatrowej na zmieniające się warunki wiatrowe, ograniczenia wprowadzane przez operatorów oraz zmianę obciążenia systemu, pokazujące możliwość uczestniczenia farmy w regulacji systemowej.

2. BADANY UKŁAD

Schemat analizowanej sieci pokazano na rysunku 1. Badany układ zawiera trzy podstawowe obiekty elektroenergetyczne: farmę wiatrową o mocy osiągalnej 60 MW, źródło zastępcze odpowiadające za bilansowanie mocy w układzie oraz zastępcze obciążenie sieci.

Blok „Farma Wiatrowa” tworzy 30 elektrowni wiatrowych typu E70 produkcji firmy Enercon, wyposażonych w generatory synchroniczne o mocy znamionowej 2 MW. Poszczególne generatory przyłączone są do wspólnej sieci o napięciu znamionowym 30 kV poprzez transformatory 0,4/30 kV. Farmę wiatrową przyłączono do sieci zewnętrznej linią kablową o napięciu 110 kV.

W bloku „Źródło zastępcze” zamodelowano generator zastępczy o parametrach odpowiadających najczęściej występującemu w KSE dwubiegunowemu generatorowi GTHW-360 produkcji zakładu DOLMEL Wrocław.



Rys.1. Schemat poglądowy badanego układu

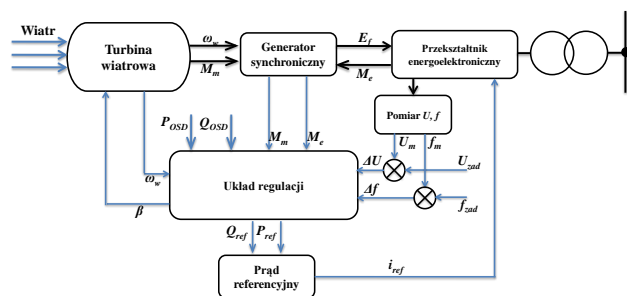
3. MODEL BADANEGO UKŁADU

3.1. Model farmy wiatrowej

Model badanego układu został utworzony w środowisku programu PSCAD™/EMTDC™ [16]. W modelu farmy wiatrowej uwzględniono poszczególne turbozespoły wiatrowe, łączącą je kablową sieć wewnętrzną oraz główną stację zasilającą 110/30 kV z transformatorem o mocy znamionowej 63 MVA.

Ze względu na ograniczenia związane z liczbą węzłów obliczeniowych w modelu dokładnie odwzorowano tylko jeden turbozespół zwany turbozespołem referencyjnym. [17], [19]. Pozostałe turbozespoły zamodelowano w postaci sterowanych źródeł prądowych. Przy założeniu, że wszystkie turbozespoły farmy są tego samego typu co turbozespół referencyjny przyjęto, że prądy referencyjne źródeł odpowiadają prądom turbozespołu referencyjnego. Pozwoliło to na znaczne przyspieszenie obliczeń symulacyjnych i skrócenie czasu ich trwania.

Model turbozespołu referencyjnego (rys. 2) zawiera następujące moduły główne: turbinę wiatrową, generator, układ przekształtnikowy oraz transformator. Odwzorowano w nim układy sterowania i regulacji przystosowane do pracy przy zmiennej częstotliwości i wartości skutecznej napięcia sieci zasilającej.



Rys. 2. Schemat modelu turbozespołu referencyjnego

Zastosowany w modelu turbozespołu generator synchroniczny jest generatorem wielobiegunowym (36 par biegunów), wolnoobrotowym pozwalającym na pracę przy zmiennej prędkości obrotowej z zakresu $8 \div 21,5$ obr./min. Generator jest połączony z siecią zasilającą za pośrednictwem energoelektronicznego układu przetwarzania energii. W skład układu przekształtnikowego wchodzi: prostownik, układ stabilizacji napięcia oraz inwerter. Znamionowa wartość mocy turbozespołu uzyskiwana jest przy prędkości wiatru na poziomie 13,5 m/s.

Połączenie generatora z siecią realizowano z wykorzystaniem transformatora blokowego o mocy 426 MVA i układzie połączeń Yd11. Energia dostarczana jest do odbiorów za pomocą linii napowietrznej 400 kV, a następnie linią napowietrzną sieci rozdzielczej 110 kV.

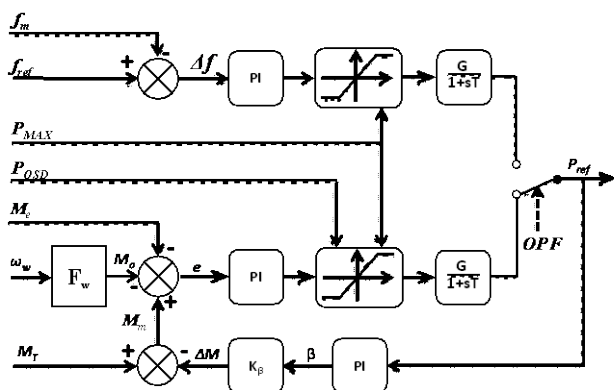
Ostatni element analizowanego układu stanowi obciążenie zastępcze z możliwością zmiany pobieranej mocy czynnej i biernej przy stałej wartości współczynnika mocy $\text{tg}\phi$.

Turbinę wiatrową odwzorowano przy wykorzystaniu modułu „Wind Source”, pochodzącego z biblioteki programu PSCAD [16]. Moduł umożliwia programowanie zmiennych w czasie przebiegów wiatru o zróżnicowanym charakterze (podmuchy, turbulencje), o krzywej mocy odpowiadającej charakterystyce podawanej przez producenta dla turbiny E70 [19], [22]. Regulacja mocy turbiny realizowana jest za pomocą zmiany kąta natarcia łopaty.

Sygnalami wejściowymi układu regulacji, zależnie od trybu pracy są:

- prędkość kątowna zespołu turbina-generator,
- wartości momentów mechanicznego i elektromagnetycznego dla pracy bez ograniczeń,
- zadane wartości mocy czynnej i biernej wynikające z ograniczeń operatora rozdzielone równomiernie na poszczególne turbozespoły,
- pomierzone uchyby częstotliwości i napięcia przy pracy w trybie regulacji częstotliwości i napięcia.

Sygnalami wyjściowymi z regulatora są kąt natarcia łopat turbiny β oraz wartości referencyjne mocy czynnej P_{ref} i biernej Q_{ref} , jakie powinny być wprowadzona do sieci zasilającej przez inwertor PWM. Schemat układu regulacji mocy czynnej przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej

Podstawowy układ regulacji mocy czynnej turbozespołu, realizowany w trybie pracy normalnej, wynika z równania równowagi momentów [21]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = (M_m - M_0) - M_e \quad (1)$$

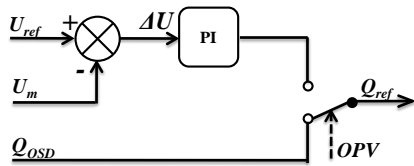
gdzie: J – moment bezwładności wirnika generatora i turbiny, ω – elektryczna prędkość kątowna wirnika, M_m – moment napędowy mechaniczny, M_e – moment elektromagnetyczny, M_0 – moment strat.

Blok F_ω pozwala na uwzględnianie zależności momentu strat od prędkości kątownej generatora.

Po podaniu sygnału sterującego OPF układ regulacji przechodzi do pracy w trybie interwencyjnym (regulacja wtórna), w którym wartość wytwarzanej mocy czynnej wynika z odchylenia częstotliwości od wartości nominalnej.

Proces regulacji mocy czynnej lub częstotliwości realizowane są poprzez zmiany kąta natarcia łopat turbin wiatrowych β (pitch control). Działanie regulatora powoduje ograniczenie momentu mechanicznego turbiny M_T do wymaganej wartości M_m . Aktywacja układu regulacji kąta β następuje przy przekroczeniu ograniczeń wynikających z mocy maksymalnej turbiny P_{MAX} lub mocy P_{OSD} zadanej przez operatora poniżej poziomu możliwego do uzyskania w danych warunkach pogodowych. Moc maksymalna P_{MAX} odpowiada znamionowej prędkości obrotowej turbiny równej 2,3 rad/s, uzyskiwanej przy prędkości liniowej wiatru wynoszącej około 13,5 m/s. Regulacja kąta β stanowi więc dodatkowe zabezpieczenie turbin wiatrowych przed przeciążeniami mechanicznymi mogącymi wystąpić w przypadku przekroczenia dopuszczalnej prędkości wiatru.

Układ regulacji mocy biernej (rys. 4) umożliwia pracę farmy przy wytwarzaniu mocy biernej o wartości Q_{OSD} zadanej przez operatora (przy braku wymuszenia operatora generowana moc bierna jest równa zero) lub w trybie regulacji napięcia uzyskiwanym po podaniu przez operatora sygnału sterującego OPV (regulacja wtórna napięcia).

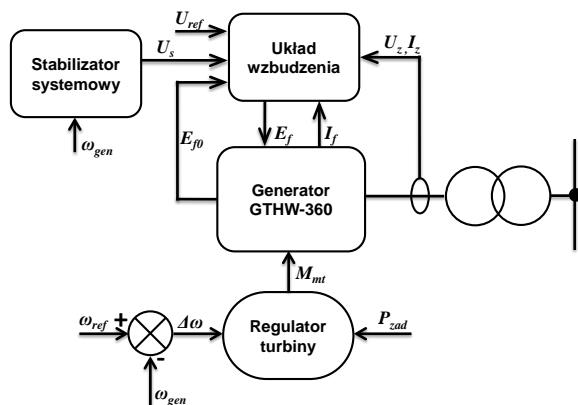


Rys. 4. Układ regulacji mocy biernej farmy wiatrowej

Inwerter turbozespołu referencyjnego pracuje jako źródło prądowe wprowadzając do sieci prądy fazowe zgodne z przebiegami referencyjnymi i ref wyznaczonymi na podstawie sygnałów mocy P_{ref} i Q_{ref} z układów regulacji mocy czynnej i biernej.

3.2. Model źródła zastępczego

W badanym układzie elektrownia konwencjonalna z zastępczym generatorem synchronicznym stanowi element bilansujący moc i energię elektryczną. Model turbozespołu zbudowano wykorzystując obiekty: „Synchronous Machine”, „Exciter”, „Power System Stabilizer” oraz „Steam Governor” z biblioteki programu PSCAD przyjmując parametry generatora synchronicznego typu GTHW-360. W modelu turbozespołu uwzględniono regulator mocy sterujący dopływem pary do turbiny. W celu utrzymania stałej wartości napięcia na zaciskach generatora wykorzystano statyczny układ wzbudzenia. Dla ograniczenia oscylacji mocy wyjściowej generatora wykorzystano stabilizator systemowy oddziałujący na układ wzbudzenia zależnie od zmian prędkości obrotowej wału generatora. Schemat blokowy turbozespołu pokazano na rysunku 5.

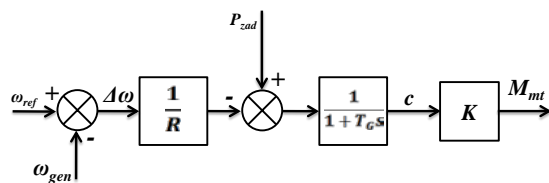


Rys. 5. Schemat blokowy turbozespołu zastępczego

Przyłączenie samotnego generatora do sieci z odbiorami powoduje, że wiruje on z prędkością odpowiadającą momentowi mechanicznemu turbiny równoważącemu aktualny moment obciążający (elektromagnetyczny).

Schemat układu regulacji mocy turbiny pokazano na rysunku 6.

Zmiana mocy wyjściowej i prędkości obrotowej turbiny realizowana jest przez regulator turbiny zgodnie z charakterystyką statyczną. Parametrami wejściowymi regulatora są punkt pracy (P_{zad}) na charakterystyce $P = f(f)$ oraz uchyb prędkości obrotowej liczony jako różnica pomiędzy prędkością obrotową referencyjną a aktualną (pomierzoną). Sygnałem wyjściowym jest względny stopień otwarcia zaworów dopływu pary c , przy czym poziom $c = 0$ odpowiada zaworom zamkniętym, a $c = 1$ zaworom całkowicie otwartym. W układzie uwzględniono także korektę wzmocnienia odpowiedzi układu regulacji poprzez nastawę statyzmu R . Podstawowy element wykonawczy (siłownik hydrauliczny), został odwzorowany jako człon inercyjny pierwszego rzędu.



Rys. 6. Układ regulacji turbiny parowej [25], [26]

pierwszego rzędu.

3.2. Model obciążenia

Model zastępczego obciążenia sieci zbudowano wykorzystując moduł „Fixed Load” z biblioteki programu PSCAD [16]. Model ten pozwala na zdefiniowanie fazowego obciążenia węzła mocą czynną i bierną przy określonym napięciu sieci. Sumaryczne obciążenie węzła sieci jest wyznaczane na podstawie następujących równań:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_N} \right)^{N_P} \cdot (1 + K_{PP} \cdot df) \quad (2)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_N} \right)^{N_Q} \cdot (1 + K_{QF} \cdot df) \quad (3)$$

gdzie: P_0 , Q_0 – realne obciążenie fazowe, U , U_N – napięcie pomierzone i znamionowe, N_P , N_Q , K_{PP} , K_{QF} – współczynniki.

4. BADANIA

Zaprezentowane w artykule wyniki badań symulacyjnych obejmują następujące scenariusze pracy farmy wiatrowej w systemie elektroenergetycznym:

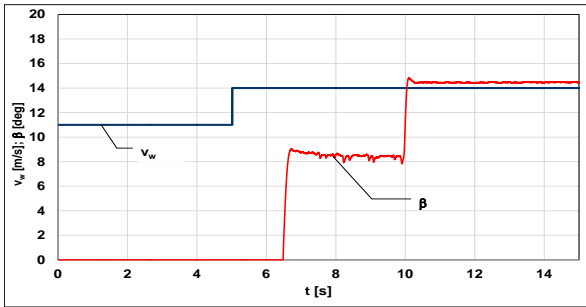
- reakcję układu na zmianę prędkości wiatru oraz ograniczenia wprowadzone przez operatora sieci,
- udział farmy wiatrowej w regulacji napięcia,
- udział farmy wiatrowej w regulacji częstotliwości.

W badaniach symulacyjnych przyjęto, że zastępcze obciążenie badanego systemu elektroenergetycznego mocą czynną wynosi 130 MW, a mocą bierną 33 Mvar_{ind} ($\tan\phi = 0,35$). Wartość mocy biernej wytwarzanej przez turbozespoły wiatrowe dobrano tak, aby skompensować moc pojemnościową wewnętrznej sieci kablowej SN farmy wiatrowej.

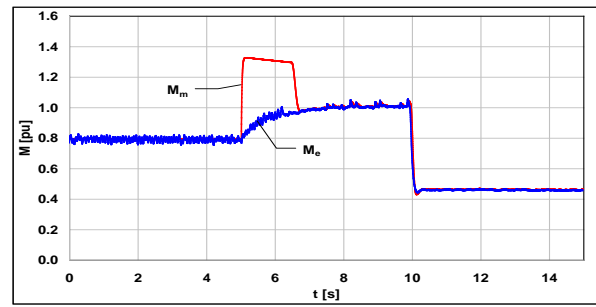
4.1. Reakcja układu na zmianę prędkości wiatru i wymuszenie OSD

W początkowej fazie symulacji farma pracowała bez ograniczeń operatora, generując moc zależną jedynie od aktualnych warunków pogodowych. Przy prędkości wiatru równej 11 m/s farma wiatrowa generowała moc równą 40 MW (rys. 9). Ponieważ prędkość wiatru była niższa od znamionowej (13,5 m/s) układ regulacji kąta natarcia łopat nie był aktywowany (kątem $\beta = 0^\circ$ - rys. 7). W wyniku skokowej zmiany prędkości wiatru z 11 m/s do 14 m/s w 5. sekundzie symulacji (rys. 7) nastąpił stan przejściowy, w którym na skutek różnicy momentów (rys. 8), nastąpiło zwiększenie prędkości obrotowej wirnika turbiny do wartości aktywującej układ regulacji kąta natarcia łopat. Zwiększenie momentu napędowego turbin wiatrowych z 0,8 do 1,0 pu (rys. 8) spowodowało zwiększenie mocy czynnej wytwarzanej przez farmę do wartości znamionowej równej 60 MW (rys. 9) przy kącie natarcia łopat $\beta = 8,2^\circ$ (rys. 7).

Załączenie ograniczeń operatora w 10. sekundzie obejmowało redukcję mocy czynnej do poziomu 15 MW i wytwarzanie mocy biernej o wartości 5 Mvar_{ind}. Ograniczenia zostały zrealizowane poprzez zwiększenie kąta natarcia łopat poszczególnych turbin do $\beta = 14,2^\circ$, a ponowna równowaga momentów została osiągnięta przy wartościach momentów mechanicznego i elektrycznego równych 0,48 pu (rys. 8).



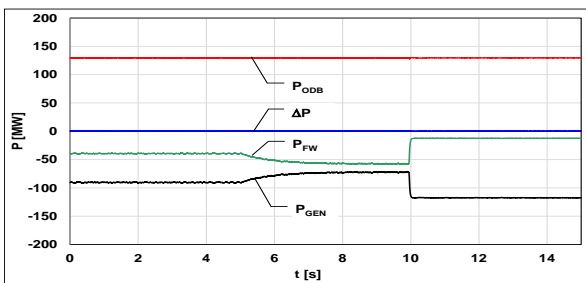
Rys. 7. Zmiany kąta natarcia łopaty na skutek zwiększenia prędkości wiatru i załączenia ograniczeń operatora



Rys. 8. Zmiany momentów w turbinie wiatrowej podczas zmniejszenia prędkości wiatru i załączenia ograniczeń operatora

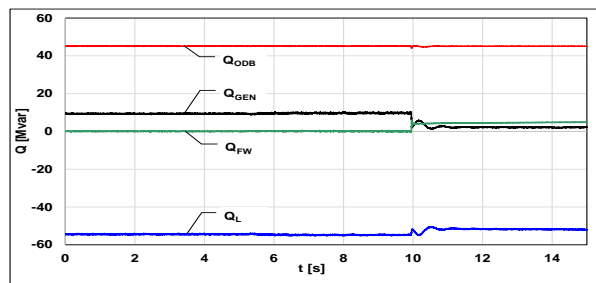
Na rysunku 9 pokazano zmiany mocy czynnej w sieci wynikające ze zmiany prędkości wiatru i załączenia ograniczenia operatora. Zwiększenie mocy przez farmę wiatrową spowodowało zmianę rozptyłu prądów w układzie i ograniczenie wytwarzania mocy w generatorze synchronicznym (z 90 MW do 70 MW). Po załączeniu ograniczenia moc w farmie została zredukowana do 15 MW, a generator jako źródło bilansujące zwiększył swoją generację do 117 MW.

Na rysunku 10 pokazano zmiany mocy biernej. Zapotrzebowanie na moc bierną odbiorów (45 Mvar) pokryte zostało przez moc bierną pojemnościową napowietrznych linii elektroenergetycznych sieci, a dla zachowania bilansu mocy biernej zastępczy generator konwencjonalny wytwarzał moc bierną indukcyjną o wartości 9,5 Mvar. Zwiększenie mocy czynnej przez farmę wiatrową nie powoduje zmian w bilansie mocy biernej. Po załączeniu ograniczenia operatora generacja mocy biernej przez farmę wyniosła, zgodnie z żądaniem, 5 Mvar_{ind}, co spowodowało zmniejszenie się mocy biernej generatora do 2,2 Mvar_{ind}.



Rys. 9. Zmiany mocy czynnej w układzie spowodowane zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora:

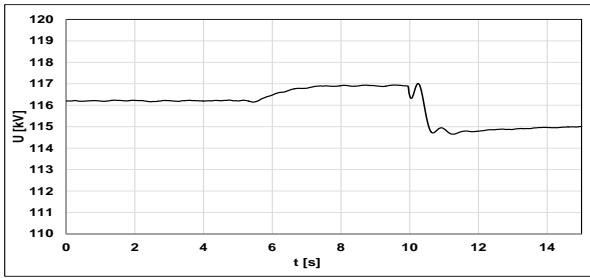
(P_{ODB} – moc czynna odbioru zastępczego, P_{FW} – moc czynna farmy wiatrowej, P_{GEN} – moc czynna generatora, ΔP – straty mocy czynnej w sieci)



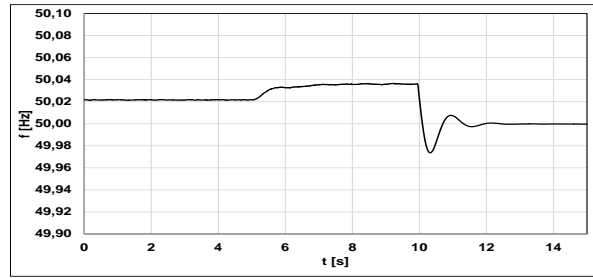
Rys. 10. Zmiany mocy biernej w układzie spowodowane zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora:

(Q_{ODB} – moc bierna odbioru zastępczego, Q_{FW} – moc bierna farmy wiatrowej, Q_{GEN} – moc bierna generatora, Q_L – moc bierna sieci)

Konsekwencją zmiany rozptyłu mocy czynnej i biernej w kolejnych przedziałach symulacji są zmiany napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia obciążenia. Zwiększenie generacji mocy czynnej przez farmę wiatrową, na skutek zwiększenia prędkości wiatru, spowodowało wzrost napięcia o 0,8 kV i ograniczenie generacji w generatorze konwencjonalnym, co skutkowało wzrostem częstotliwości i jej ustabilizowaniu na wyższym poziomie 50,038 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną generatora. Interwencja operatora polegająca na wprowadzeniu ograniczeń dotyczących wytwarzania mocy czynnej i biernej w farmie wiatrowej pozwoliła na uzyskanie punktu pracy systemu z napięciem i częstotliwością równymi odpowiednio 115 kV i 50 Hz. Przebiegi zmian napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia odbiorców pokazano na rysunkach 11 i 12.



Rys. 11. Zmiany napięcia w węźle odbiorczym spowodowane zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora



Rys. 12. Przebieg zmian częstotliwości spowodowanych zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora

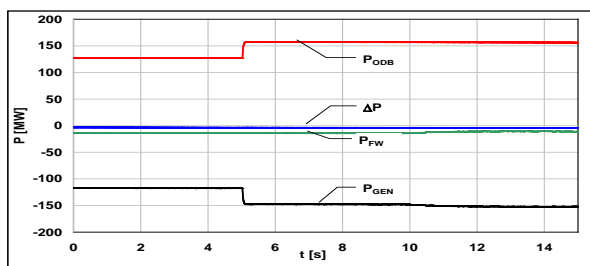
4.2. Udział farmy w regulacji napięcia

Zdolności wytwórcze farm wiatrowych w zakresie generacji mocy biernej pozwalają na wykorzystanie ich w procesie aktywnej regulacji napięcia w sieci. Kontynuując badania od stanu ustalonego uzyskanego w poprzednim etapie symulacji, któremu odpowiadała częstotliwość 50 Hz oraz napięcie 115 kV, w 5. sekundzie zwiększono obciążenie sieci o 30 MW i 10,5 Mvar_{ind}, a następnie po osiągnięciu stanu ustalonego w 10. sekundzie aktywowano układ regulacji napięcia. Bilanse mocy w układzie pokazano na rysunkach 13 i 14. Zwiększenie obciążenia systemu wywołało krótkotrwały stan przejściowy i ponowne zbilansowanie układu w nowym punkcie pracy. Wartości mocy czynnej i biernej generowane przez farmę nie uległy zmianie z uwagi na ograniczenia operatora (rys. 13 i 14). Bilans mocy czynnej i biernej w układzie został zapewniony przez odpowiednie zwiększenie generacji mocy czynnej przez generator konwencjonalny (do wartości 149 MW) oraz mocy biernej do 16 Mvar_{poj}.

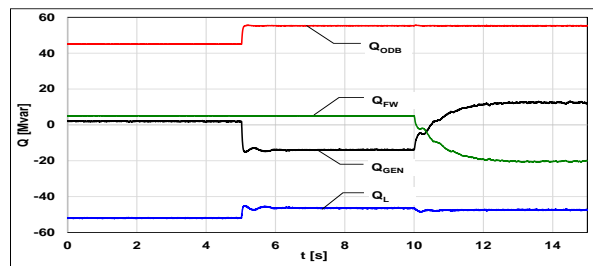
Na skutek zmian rozplływów mocy biernej w układzie zmniejszeniu uległo napięcie w punkcie przyłączenia odbiorów do wartości około 113,3 kV (rys. 15), a tym samym moc bierna pojemnościowa sieci (rys.14). Natomiast efektem zwiększenia obciążenia generatora mocą czynną było zmniejszenie się częstotliwości do poziomu 49,98 Hz (rys. 16),

Załączenie regulatora napięcia w farmie wiatrowej w 10. sekundzie symulacji spowodowało zmianę wartości i charakteru mocy biernej wytwarzanej przez farmę z mocy biernej indukcyjnej na moc bierną pojemnościową o znacznej wartości równej 20 Mvar (rys. 15). W konsekwencji zmienił się też charakter i wartość mocy biernej wytwarzanej w generatorze konwencjonalnym.

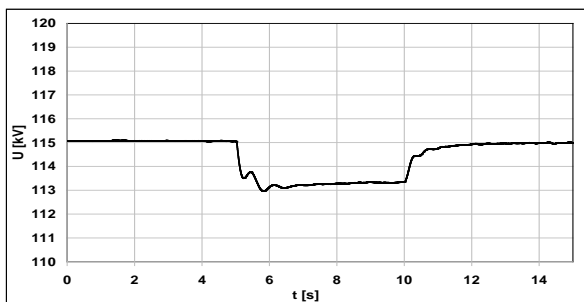
Wynikiem zmiany rozplwywu mocy biernej w układzie spowodowanym działaniem regulatora napięcia był wzrost napięcia w punkcie przyłączenia odbiorów od 113,3 kV do wartości zadanej równej 115 kV (rys. 15). Proces regulacji napięcia został zrealizowany z nieznacznym wpływem na częstotliwość, która po stanie przejściowym ustabilizowała się ponownie na nieco niższym poziomie wynoszącym 49,97 Hz (rys. 16).



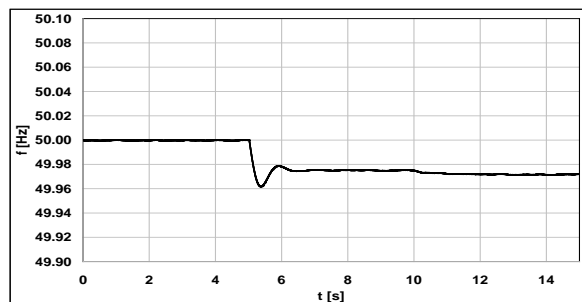
Rys. 13. Zmiany mocy czynnej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji napięcia (oznaczenia jak na rys. 9)



Rys. 14. Zmiany mocy biernej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji napięcia (oznaczenia jak na rys. 10)



Rys. 15. Zmiany napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej spowodowane włączeniem farmy do regulacji napięcia



Rys. 16. Przebieg zmian częstotliwości spowodowanych włączeniem farmy do regulacji napięcia

4.3. Udział farmy w regulacji częstotliwości

Udział farmy wiatrowej w regulacji częstotliwości wymaga utrzymania rezerwy mocy czynnej, co oznacza pracę przy obniżonej wartości mocy w stosunku do mocy możliwej do wyprodukowania w danych warunkach.

W rozpatrywanym scenariuszu założono pracę farmy z mocą ograniczoną przez operatora do wartości 15 MW z zadaną wartością mocy biernej równą 5 Mvar_{ind}. Podobnie jak w przypadku badania regulacji napięcia zwiększono obciążenie o 30 MW i 10,5 Mvar_{ind} w 5. sekundzie symulacji, a następnie, po uzyskaniu stanu ustalonego, załączono regulator częstotliwości w 10. sekundzie symulacji.

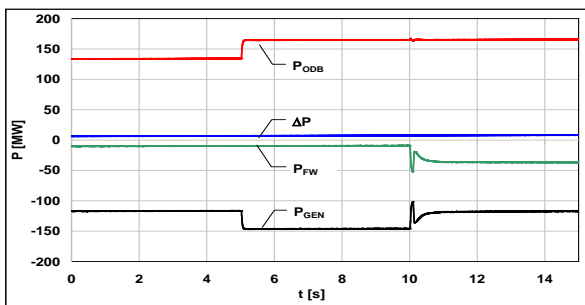
Zgodnie z bilansem mocy czynnej pokazanym na rysunku 17 w początkowym okresie symulacji zapotrzebowanie odbiorów zapewnione było głównie z generatora elektrowni konwencjonalnej. W tych warunkach wartość napięcia zasilającego wynosiła 115 kV (rys. 20), a częstotliwość była równa 50 Hz (rys. 21).

W 5. sekundzie symulacji obciążenie systemu uległo zwiększeniu do 160 MW. Wzrost zapotrzebowania został w całości pokryty przez generator konwencjonalny (generacja na poziomie 150 MW), co spowodowało zmniejszenie częstotliwości do wartości 49,98 Hz. Moce czynna i bierna wytwarzane w farmie nie uległy zmianie (praca z ograniczeniami operatora). Na skutek zmian rozplływów mocy w układzie napięcie w punkcie przyłączenia odbiorów zmniejszyło się do wartości 113,3 kV.

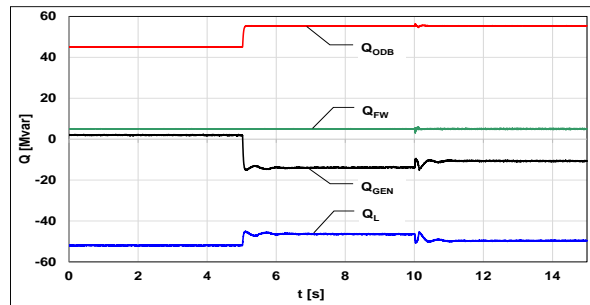
W 10. sekundzie symulacji w farmie wiatrowej załączono tryb pracy z regulacją częstotliwości. Ponieważ w chwili załączenia regulatora częstotliwość napięcia zasilającego była niższa od 50 Hz nastąpiło zwiększenie generacji mocy czynnej przez farmę wiatrową do 40 MW poprzez zmniejszenie kąta natarcia łopat turbin wiatrowych. Generator synchroniczny w elektrowni konwencjonalnej, pełniąc rolę źródła bilansującego, w odpowiedzi na wzrost produkcji w farmie ograniczył swoją generację do 115 MW.

Zmiana rozdziału obciążenia pomiędzy jednostkami wytwórczymi układu, na skutek zwiększenia obciążenia jak i załączenia regulatora, spowodowała zmianę rozplwywu mocy biernej w sieci (rys. 18), a tym samym zmianę wartości napięcia w sieci (rys. 19). Farma wiatrowa, z uwagi na załączenie ograniczeń operatora w czasie symulacji nie zmieniła poziomu generowanej mocy biernej. Bilansowanie mocy biernej zapewniał generator konwencjonalny.

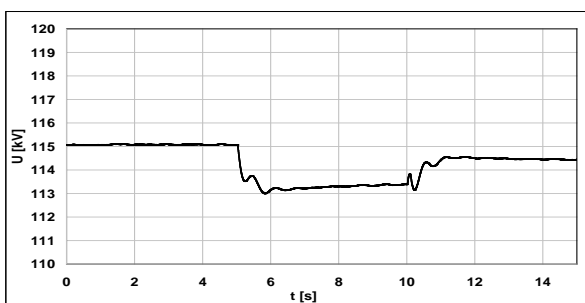
Efektom działania układu regulacji częstotliwości w farmie wiatrowej było zwiększenie mocy generowanej przez farmę i wzrost częstotliwości napięcia do wartości referencyjnej równej 50 Hz (rys. 20). Potwierdza to skuteczność działania zastosowanego układu regulacji częstotliwości i mocy czynnej farmy wiatrowej.



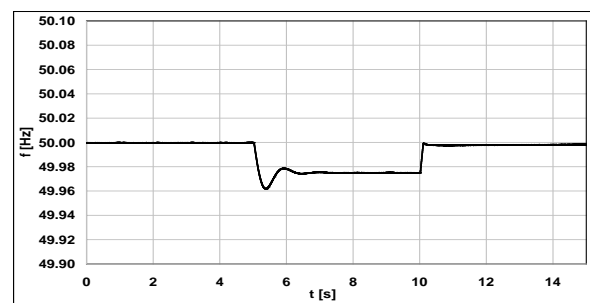
Rys. 17. Zmiany bilansu mocy czynnej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości (oznaczenia jak na rys. 9)



Rys. 18. Zmiany bilansu mocy biernej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości (oznaczenia jak na rys. 10)



Rys. 19. Zmiany wartości napięcia w węźle odbiorczym spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości



Rys. 20. Przebieg zmian częstotliwości w węźle odbiorczym spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości

5. WNIOSKI

W artykule przedstawiono model układu elektroenergetycznego umożliwiający analizę własności regulacyjnych farmy wiatrowej. Zaprezentowano i omówiono wyniki symulacji dla różnych scenariuszy współpracy farmy z systemem elektroenergetycznym.

Własności regulacyjne farmy wiatrowej umożliwiają operatorowi systemu (przy odpowiednich warunkach wiatrowych) stworzenie rezerwy regulacyjnej mocy czynnej możliwej do wykorzystania w procesie regulacji częstotliwości, a możliwość wytwarzania mocy biernej o dowolnych charakterze pozwala na wykorzystanie farm do regulacji napięcia.

Badania symulacyjne procesów regulacyjnych z wykorzystaniem farmy wiatrowej wykonano wychodząc ze stanu ustalonego, w którym wartości napięcia i częstotliwości były równe znamionowym (odpowiednio 115 kV i 50 Hz).

Początkowy stan ustalony zakłócano zwiększając skokowo obciążenie układu powodując odchylenia napięcia i częstotliwości od wartości znamionowych.

Załączając w kolejnych scenariuszach symulacyjnych układy regulacji napięcia lub częstotliwości uzyskano reakcję farmy, w wyniku której nastąpił powrót tych parametrów do wartości zadanych.

Zakres regulacji napięcia zależy od zdolności wytwórczych mocy biernej przez inwerty elektrowni wiatrowych. W przypadku częstotliwości uzyskanie dwustronnego zakresu regulacji związane jest z koniecznością pracy z ograniczeniem produkcji względem mocy możliwej do uzyskania w aktualnych warunkach pogodowych.

Przeprowadzone badania symulacyjne pozwalają stwierdzić, że farmy wiatrowe mogą być wykorzystane w świadczeniu usług systemowych w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia, przyczyniając się tym samym do zwiększenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

6. LITERATURA

1. Szablicki M., Rzepka P., Analiza możliwości technicznych uczestnictwa źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w usłudze systemowej regulacji częstotliwości i mocy, *Acta Energetica* nr 4/29 (2016)
2. Bućko P., Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych, *Rynek Energii* nr 4/2010
3. Bonk L., Korpikiewicz J., Pakulski T., Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016
4. Bonk L., Czarnecki B., Magulski R., Korpikiewicz J., Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016
5. Czarnecki B., Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w kontekście usług regulacyjnych zdefiniowanych w IRIESP, XVIII Konferencja naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE’17, Jastrzębia Góra, 7-9.06.2017
6. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej: „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” PSE-Operator, wersja 1.0 z dnia 23 lipca 2010, Warszawa
7. Klempke H., McCulloch C.B., Piekutowski M., Wong A., Impact of High Wind Generation Penetration on Frequency Control, University of Tasmania, 2010
8. Anderson G., Borsche T.S., Ulbig A., Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 22 Dec 2014
9. Muljadi E., Singh M., Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants, Conference: Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA)IEEE 2012
10. Miller N.W., Clark K., Shao M., Impact of frequency responsive wind plant controls on grid performance, presented at 9 International Workshop on Large-Scale Integration on Wind Power, Quebec, Canada, Oct. 18-19, 2010
11. Wasilewski J., Lubośny Z., Analiza rocznej zmienności inercji mas wirujących w elektroenergetycznym systemie synchronicznym kontynentalnej Europy w kontekście rozwoju i pracy OZE, *Wiadomości Elektrotechniczne*, R. 85, nr 2 (2017), str. 8-14
12. Miller N.W., Clark K., Shao M., Frequency Responsive Wind Plant Controls: Impacts on Grid Performance, GE Energy
13. Eto J.H., Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Dec. 2010
14. Lubośny Z.: „Wind Power Plants Influence on Electric Power System”, *Automatyka-Elektryka-Zakłócenia*, vol 7, nr 4(26) 12.2016
15. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. *Dziennik Ustaw* z 2007 r., nr 93, poz. 623
16. PSCAD – Power Systems Computer Aided Design. User’s Guide on the Use of PSCAD, Winnipeg, Manitoba, Canada, 2003
17. Pawełek R., Terlecki B., Anuszczyk J., Model symulacyjny parku wiatrowego, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 3/2017, 223-227
18. Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 2015

19. ENERCON wind energy converters. Technology & Service, ENERCON GmbH, Aurich, Germany, June 2015
20. Bao Yu-Quing, Li Yang: „On deloading control strategies of wind generators for system frequency regulation”, International Transactions on Electrical Energy Systems, 2015; 25:623-635
21. Anuszczyk J., Pawełek R., Terlecki B., Wasiak I., Aspekty techniczne i ekonomiczne wykorzystania farm wiatrowych dla realizacji usług pomocniczych, Rynek Energii, 92 (2011), nr 1, 97÷102
22. Pawełek R., Terlecki B., Anuszczyk J., Charakterystyki elektromechaniczne turbozespołu wiatrowego z generatorem synchronicznym, Przegląd Elektrotechniczny, nr 12/2014, 17-20
23. Anca D., Blaabjerg F., Iov F., Sorensen P., Modeling of wind farm controllers, EWEC 2006, Ateny
24. Josefsson R., Mehmedovic H., Wang-Hansen M.: „Frequency Controlling Wind Power Modeling of Control Strategies”, IEE Transactions on Sustainable Energy, vol 4, No 4, October 2013
25. Kłosowski Z.: „Analiza możliwości wykorzystania turbozespołu wiatrowego do stabilizacji napięcia w węźle elektroenergetycznej linii SN z wykorzystaniem symulatora pracującego w czasie rzeczywistym”, Przegląd Elektrotechniczny nr 1/2015, 20-27
26. Machowski J., Białek J.W., Bumby J., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley& Sons, 2008,
27. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007

mgr inż. Hubert Białas

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki
ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź
hubert.bialas@p.lodz.pl

dr inż. Ryszard Pawełek

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki
ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź
ryszard.pawelek@p.lodz.pl

prof. dr hab. inż. Irena Wasiak

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki
ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź
irena.wasiak@p.lodz.pl