

Przyłączenie farmy wiatrowej o mocy znamionowej 8 MW do szyn rozdzielni SN w stacji elektroenergetycznej WN/SN zasilającej elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną

Streszczenie. W artykule przedstawiono praktyczne aspekty analizy możliwości przyłączenia jednostki wytwórczej (farmy wiatrowej) o mocy znamionowej 8 MW do pola liniowego w rozdzielni średniego napięcia w stacji elektroenergetycznej 110/15 kV. Uwagę skoncentrowano na ciągle aktualnych zagadnieniach: relacji pomiędzy mocą przyłączeniową jednostki wytwórczej a mocą zwarciovą w węźle jej przyłączenia, wpływu przyłączanej jednostki na skutki cieplne prądów zwarciovych w początkowych odcinkach linii elektroenergetycznych wyprowadzanych z pól liniowych rozdzielni SN oraz wpływu jednostki na pracę przełączników zaczepów w transformatorach WN/SN.

Abstract. The practical sides of the 8-th MW wind farm connection to 15 kV switching station in distributed power system is presented in this paper. The aim of this paper is to review the connection requirements of wind farms to the electric grid. The relation between rated power of wind farm and short-circuit power in common point, the wind farm influence on the short-circuit thermal effects in energy transmission lines and wind farm influence on transformer switch for tap-changing HV/MV transformers are discussed in the article. (*Connection of 8-th MW Wind Farm to MV Switching Station in HV/MV Substation in Distribution Network*).

Słowa kluczowe: przyłączanie jednostek wytwórczych do sieci, farmy wiatrowe, źródła energii odnawialnej.

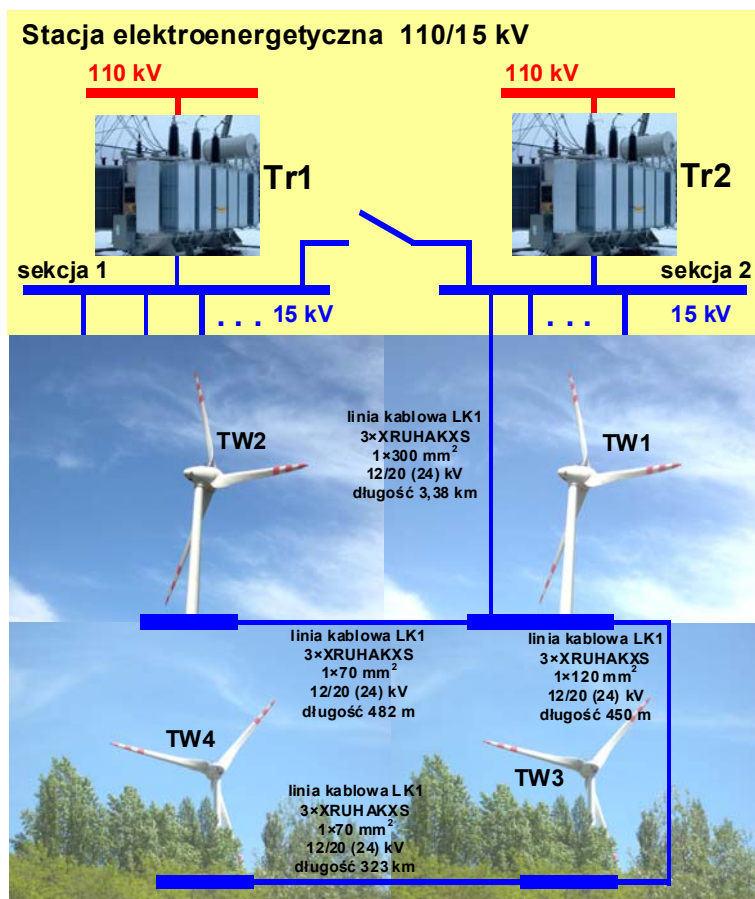
Keywords: connection of power units to the power network, wind farms, renewable power sources.

Wstęp

Zasadniczym problemem w zakresie przyłączania do polskiego systemu elektroenergetycznego nowych jednostek wytwórczych o dużych mocach przyłączeniowych (rzędu kilkudziesięciu MW) jest konieczność przebudowy znacznej części elektroenergetycznej sieci przesyłowej. Rozbudowa lub tylko modernizacja istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej do przesyłu energii elektrycznej wymaga znacznych nakładów finansowych, a także stosunkowo długiego okresu realizacji. Z tego powodu (choć nie jest to jedyny powód) potencjalni inwestorzy swoją uwagę koncentrują na możliwościach przyłączania farm wiatrowych (o mocach przyłączeniowych od kilku do 10 MW) do wydzielonych pól liniowych w istniejących stacjach elektroenergetycznych 110/SN. Taka inwestycja może być stosunkowo szybko zrealizowana, tak aby farma wiatrowa jak najszybciej przynosiła dochody z wytwarzania energii elektrycznej.

W artykule przedstawiono techniczne aspekty możliwości przyłączenia farmy wiatrowej o mocy znamionowej 8 MW do wydzielonego pola liniowego w rozdzielni średniego napięcia w stacji elektroenergetycznej 110/15 kV zasilającej elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną. Uwagę skoncentrowano na ciągle aktualnych zagadnieniach: relacji pomiędzy mocą przyłączeniową jednostki wytwórczej a mocą zwarciovą w węźle jej przyłączenia, wpływu przyłączanej jednostki na skutki cieplne

prądów zwarciovych w początkowych odcinkach linii elektroenergetycznych wyprowadzanych z pól liniowych rozdzielni SN oraz wpływu jednostki na pracę przełączników zaczeów w transformatorach WN/SN.



Rys.1. Uproszczony schemat wewnętrznej sieci farmy wiatrowej

Charakterystyka techniczna rozpatrywanego układu

W istniejącej stacji elektroenergetycznej 110/15 kV, zasilającej elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną, planuje się wydzielić pole liniowe, z którego wyprowadzona zostanie linia kablowa do farmy wiatrowej. Farma ma być zbudowana z czterech turbin wiatrowych o mocach znamionowych 2 MW, które połączone są wewnętrzną siecią kablową. Na rysunku 1 przedstawiono uproszczony schemat wewnętrznej sieci przedmiotowej farmy.

W stacji elektroenergetycznej zabudowane są dwa transformatory, o danych zestawionych w tabeli 1. W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności zasilania odbiorów w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej istnieje możliwość pracy jednego transformatora na dwie sekcje (drugi transformator jest obustronnie odłączony).

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

Tabela 1. Dane transformatorów w stacji WN/SN

Parametr	Tr1	Tr2
Moc znamionowa [MVA]	25,00	25,0
Napięcie znam. HV [kV]	115,0	115,0
Napięcie znam. LV [kV]	16,50	16,50
Regulacja napięcia	±15%/±12st	±15%/±12st
Grupa połączeń	YNd11	YNd11
Napięcie zwarcia [%]	10,79	11,39
Straty obc. znam. [kW]	127,0	135,37
Prąd znamionowy HV [A]	80,30	80,30
Prąd znamionowy LV [A]	560,0	560,0

Obliczeniowa moc zwarcia na szynach rozdzielni 110 kV w stacji elektroenergetycznej wynosi 1685 MVA. Automatyczna Regulacja Napięcia obu transformatorów nastawiona jest na wartość 15,7 kV.

Obciążenia minimalne i maksymalne transformatorów przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Obciążenia transformatorów

Obciążenie	Tr1	Tr2
<i>minimalne</i>		
moc czynna [MW]	7,21	2,38
moc bierna [Mvar]	2,41	0,35
<i>maksymalne</i>		
moc czynna [MW]	10,05	8,47
moc bierna [Mvar]	2,75	2,69

W rozpatrywanym układzie elektroenergetycznym obecnie nie pracują żadne jednostki wytwórcze i oprócz przedmiotowej farmy wiatrowej obecnie nie planuje się przyłączenia innych jednostek.

Rozważa się wykorzystanie dwóch typów turbin wiatrowych o mocach znamionowych 2 MW.

Turbina wiatrowa typu A jest to turbina wiatrowa, w której jako przetwornik energii zastosowano maszynę indukcyjną z wirnikiem pierścieniowym, który sprzęgnięty jest mechanicznie z wałem koła wiatrowego przez przekładnię. Sterowanie przetwarzaniem energii jest możliwe dzięki przekształtnikowi energoelektronicznemu włączonemu pomiędzy zaciski uzwojeń stojana i wirnika generatora. Uzwojenia stojana są przyłączone bezpośrednio do transformatora blokowego.

Turbina wiatrowa typu B jest to turbina wiatrowa, w której jako przetwornik energii zastosowano maszynę synchroniczną ze wzbudzeniem elektromagnetycznym, której wirnik jest połączony bezpośrednio (bez przekładni mechanicznej) z wałem koła wiatrowego. Pomiędzy uzwojeniami stojana a uzwojeniami transformatora blokowego znajduje się przekształtnik energoelektroniczny.

Warunek dotyczący mocy zwarciowej w węźle przyłączenia jednostki do systemu

Jednym z podstawowych wymagań, związanych z możliwością przyłączania farm wiatrowych, jest spełnienie sprecyzowanego w szczegółowych wymaganiach technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej (w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych) warunku, że moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej. Trzeba mieć na uwadze fakt, że warunek ten, a w zasadzie wartość krotności mocy została przyjęta intuicyjnie (czego dowodem są różne wartości przyjmowane przez niektóre koncerny energetyczne). Uzasadnieniem technicznym tak sprecyzowanego warunku jest zminimalizowanie niekorzystnego oddziaływania przyłączanej jednostki wytwórczej na jakość energii elektrycznej w sieci. Właśnie intuicyjnie można przyjąć, że im większy jest stosunek mocy zwarciowej do mocy przyłączeniowej, tym praca jednostki wytwórczej będzie miała mniejszy wpływ na parametry jakościowe energii.

W literaturze [1,2] dokonano szczegółowego omówienia zagadnienia. Jednak operatorzy sieci, zamiast przyjąć podane tam teoretycznie uzasadnione wyjaśnienia dotyczące tego zagadnienia, nie tylko nie modyfikują przedmiotowego warunku, ale niektórzy z nich bezkrytycznie narzucają konieczność stosowania w analizach możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych średniego napięcia tzw. „warunku Siodelskiego” [3], który jest kolejną intuicyjną formułą.

Wartość mocy zwarciowej w węźle przyłączenia jednostki wytwórczej powinno się obliczać dla wszystkich możliwych konfiguracji rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego, bez udziału elektrowni i farm wiatrowych. Wartość minimalną spośród wszystkich obliczonych wartości mocy zwarciowych należy brać pod uwagę w sprawdzaniu przedmiotowego warunku. Analizę zwarciową wykonuje się na podstawie normy [4].

Często operatorzy sieci podają wykonawcy analizy tylko jedną wartość mocy zwarciowej na szynach rozdzielni WN lub SN. W takich przypadkach do sprawdzenia przedmiotowego warunku powinno się stosować wartość mocy zwarciowej obliczonej ze współczynnikiem napięciowym stosowanym do obliczania minimalnej wartości prądu zwarcia.

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

Jeśli podana jest obliczeniowa moc zwarciova S_{kQ}'' dla zwarcia trójfazowego na szynach rozdzielni 110 kV, to impedancję generatora zastępczego, przeliczoną na stronę dolnego napięcia transformatora, oblicza się ze wzoru

$$(1) \quad Z_Q = \frac{cU_{nQ}^2}{S_{kQ}''} \left(\frac{U_{nLVTr}}{U_{nHVTr}} \right)^2$$

gdzie: c – współczynnik napięciowy do obliczania maksymalnego ($c = 1,1$) lub minimalnego ($c = 1,0$) prądu zwarcia; U_{nQ} – znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarcia [kV]; U_{nLVTr} – znamionowe napięcie uzwojenia dolnego napięcia transformatora [kV]; U_{nHVTr} – znamionowe napięcie uzwojenia górnego napięcia transformatora [kV].

W przypadku, gdy znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarciova jest większe od 35 kV, przyjmuje się $X_Q = Z_Q$ (w przeciwnym przypadku, gdy nie są znane wartości rezystancji i reaktancji przyjmuje się $X_Q = 0,995Z_Q$ oraz $R_Q = 0,1X_Q$).

Impedancję transformatora, przeliczoną na stronę dolnego napięcia oblicza się ze wzoru

$$(2) \quad Z_{Tr} = \frac{u_k U_{nLVTr}^2}{100S_{nTr}}$$

gdzie: u_k – procentowe napięcie zwarcia, S_{nTr} – znamionowa moc transformatora [MVA].

Rezystancję transformatora oblicza się ze wzoru

$$(3) \quad R_{Tr} = \frac{\Delta P_{obc} U_{nLVTr}^2}{1000S_{nTr}^2}$$

gdzie: ΔP_{obc} – straty mocy przy znamionowym prądzie transformatora [kW].

W analizowanym przypadku (obliczeniowa moc zwarciova $S_{kQ110kV}'' = 1685$ MVA), dla zwarcia na szynach rozdzielni SN sekcji 2, przy zasilaniu tej sekcji z transformatora Tr2 otrzymano (moc minimalna):

$$(4) \quad \underline{Z}_{k2} = (0,059 + j1,387) = 1,388e^{j87,6^\circ} \Omega$$

$$(5) \quad S_{k2}'' = 162,10 \text{ MVA}$$

Dla zwarcia na szynach rozdzielni SN sekcji 2, przy zasilaniu tej sekcji z transformatora Tr1 otrzymano:

$$(6) \quad \underline{Z}_{k1} = (0,055 + j1,322) = 1,323e^{j87,6^\circ} \Omega$$

$$(7) \quad S''_{k1} = 170,10 \text{ MVA}$$

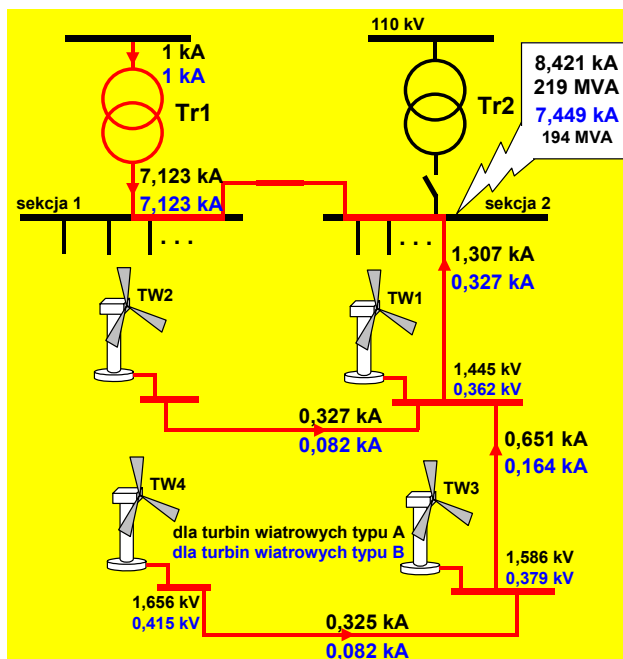
Z tego wniosek, że moc zwarciowa w węźle przyłączenia przedmiotowej farmy wiatrowej jest 20 razy większa od mocy przyłączeniowej farmy, w przypadku zasilania sekcji 2 z transformatora Tr2 oraz 21 razy większa w przypadku zasilania sekcji 2 z transformatora Tr1.

Analiza zwarciowa (maksymalne prądy zwarciove)

Analizę zwarciową dla maksymalnych prądów zwarciowych przeprowadza się w celu określenia wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na aparaturę i urządzenia zainstalowane w stacji elektroenergetycznej, ale również na istniejącą sieć dystrybucyjną.

Aby wyniki wykonanej analizy zwarciowej mogły być wykorzystane w określonym wyżej celu niezbędne jest zapoznanie się ze specyfikacją techniczną wykorzystywanych turbin wiatrowych.

Producenci turbin wiatrowych typu B, w których uzwojenia stojana są przyłączone bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej rzadko podają w specyfikacjach technicznych niezbędne dane do obliczeń zwarciowych. Badania symulacyjne przeprowadzone przez autora niniejszego artykułu, z wykorzystaniem modeli matematycznych [6] oraz wyniki badań publikowanych w literaturze [7,8] pozwalają przyjąć, że wartość początkowego prądu zwarciowego turbin wiatrowych typu A jest ok. 6 razy większa od prądu znamionowego.



Rys.2. Wyniki analizy zwarciowej (maksymalne prądy zwarciove)

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

W turbinie wiatrowej typu B, w której generator połączony jest z siecią poprzez przekształtnik energoelektroniczny przetwarzający 100% wytwarzanej energii elektrycznej, prąd zwarcia jest ograniczony przez dopuszczalne wartości prądów tranzystorów IGBT znajdujących się w przekształtniku. W tym przypadku producenci turbin wiatrowych podają wartość maksymalnego prądu, który może przepływać przez przekształtnik. Dla turbiny o mocy znamionowej 2 MW maksymalny prąd zwarcia jest ok. 1,26 razy większy od prądu znamionowego.

Na rysunku 2 przedstawiono wyniki analizy zwarcia w rozpatrywanym układzie elektroenergetycznym (maksymalne wartości prądów zwarcia). Wybrano przypadek najbardziej niekorzystny – zasilania sekcji 2 z transformatora Tr1 (większe wartości mocy zwarcia).

Współcześnie stosowane wyposażenie rozdzielni średniego napięcia – aparatura i urządzenia, w tym urządzenia łączeniowe dostosowane są do prądów zwarcia przekraczających 10 kA. Stąd wniosek, że przyłączenie przedmiotowej farmy wiatrowej nie będzie miało niekorzystnego wpływu na zainstalowaną aparaturę i urządzenia w stacji elektroenergetycznej WN/SN.

Wewnętrzna sieć elektroenergetyczna farmy wiatrowej wykonana jest jako sieć kablowa. Sieć składa się z następujących odcinków linii kablowych:

- 3,38 km linii kablowej o przekroju 300 mm²; uwzględniając parametry kabli [5] pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią wynosi 8,83 A;
- 0,450 km linii kablowej o przekroju 120 mm²; uwzględniając parametry kabli [5] pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią wynosi 0,84 A;
- 0,805 km linii kablowej o przekroju 70 mm²; uwzględniając parametry kabli [5] pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią wynosi 1,31 A.

Udział pojemnościowego prądu zwarcia z ziemią, pochodzący z wewnętrznej sieci przedmiotowej farmy wiatrowej wynosi 10,98 A.

Ciepne skutki prądów zwarcia w początkowych odcinkach linii elektroenergetycznych

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne budowane są jako linie napowietrzne (przewody gołe i izolowane) oraz linie kablowe. Przewody i kable należy dobierać do długotrwałych oraz zwarcia obciążeń prądem elektrycznym. Przewodów gołych, izolowanych i kabli można nie dobierać do obciążeń prądem zwarcia, jeżeli przewody te lub kable są zabezpieczone od przeciążeń zwarcia zabezpieczeniami przekątnymi powodującymi wyłączenie linii po czasie nie dłuższym niż 0,03 s od chwili zaistnienia zwarcia. Pola liniowe w rozdzielniach SN w stacjach elektroenergetycznych WN/SN wyposażane są m.in. w zabezpieczenia nadprądowe zwarcia, które najczęściej ustawiane są na czas działania 0,3 s. Zatem przy planowaniu przyłączenia nowych jednostek wytwórczych w istniejącej sieci elektroenergetycznej, z czym wiąże się zmiana warunków zwarcia, konieczna jest analiza doboru przewodów lub kabli ze względu na obciążenie prądem zwarcia.

Przewody i kable powinny być tak dobrane, aby przy określonym prądzie zwarcia ich obciążenie 1-sekundowym prądem zwarcia na 1 mm² przekroju poprzecznego przewodu lub żyły nie przekraczało wartości podanych w katalogach. Na przykład dla przewodów gołych z żyłą stopową lub stalowo-aluminiową obciążenie 1-sekundowym prądem zwarcia na 1 mm² przekroju poprzecznego żyły wynosi 80 A [5], a dla kabli elektroenergetycznych jednożyłowych z żyłą aluminiową o izolacji z polietylenu usieciowanego z żyłą powrotną miedzianą koncentryczną i powłoką polwinilową obciążenie to wynosi 94 A [5].

Największa wartość prądu zwarciovego, wynikająca z obliczeń zwarciovych (rys. 2) wynosi 8,421 kA – przypadek wykorzystania turbin wiatrowych typu A. W przewodach linii elektroenergetycznych o przekroju poprzecznym 70 mm² gęstość prądu podczas zwarcia wynosi 120 A/mm². Zatem gdyby zwarcie trwało 1 s, gęstość prądu zwarciovego będzie przekraczała wartość dopuszczalną i wówczas konieczna jest przebudowa początkowych odcinków linii lub dostosowanie ustawienia czasu działania zabezpieczenia (z uwagi na koordynację zabezpieczeń zmiana czasu działania danego zabezpieczenia nie zawsze jest możliwa). Jeżeli zwarcie zostanie wyłączone w czasie 0,3 s, to dopuszczalna gęstość prądu będzie większa i będzie wynosiła

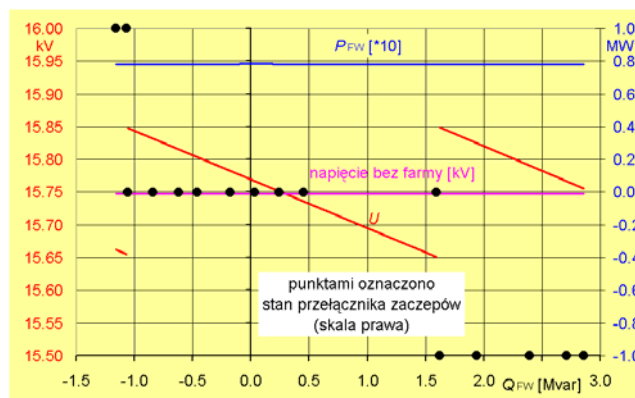
$$(8) \quad j = j_{1s} \sqrt{\frac{1}{t_k}} = 80 \sqrt{\frac{1}{0,3}} = 146 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Czyli nie będzie konieczności przebudowy początkowego odcinka linii.

Taką analizę należy przeprowadzić dla wszystkich linii wyprowadzonych z pól liniowych rozdzielni średniego napięcia w stacji elektroenergetycznej WN/SN. W tym miejscu niezbędny jest komentarz dotyczący wartości prądu zwarciovego powodującego efekt cieplny. W dokładnej analizie cieplnych skutków prądów zwarciovych należy obliczyć prąd zwarciovzy zastępczy cieplny I_{th} [10]. Analiza oparta na wartościach początkowego prądu zwarciovego musi być traktowana jako analiza przybliżona. W pełnej analizie należy również brać pod uwagę nastawę zabezpieczeń turbin wiatrowych lub innych jednostek wytwórczych przyłączonych do rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego.

Ocena wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej spowodowanych przyłączeniem farmy

Ocena wahań napięcia w elektroenergetycznej sieci zasilającej spowodowanych przyłączeniem przedmiotowej farmy wiatrowej składa się z dwóch części: statycznych i dynamicznych zmian napięcia.



Rys. 3. Charakterystyka napięcia w węzle przyłączenia farmy wiatrowej w zależności od mocy biernej farmy wiatrowej przy obciążeniu minimalnym

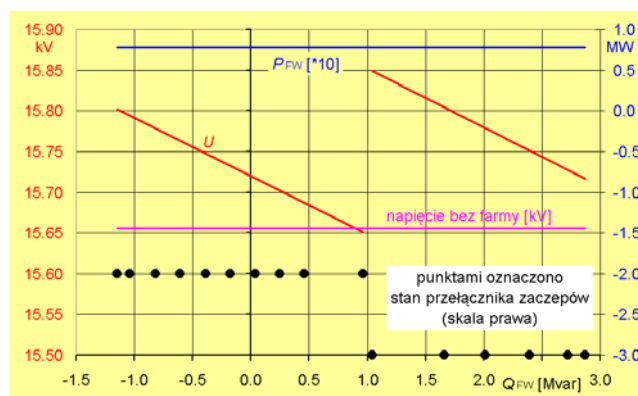
Turbiny wiatrowe typu A i B mogą pracować przy znamionowej mocy czynnej z $\cos\phi$ od 0,98_C do 0,96_L. Obciążenie minimalne rozpatrywanego układu elektroenergetycznego występuje, gdy sekcja 2 zasilana jest z transformatora Tr 2. Wówczas moc czynna po stronie dolnego napięcia transformatora wynosi 2,38 MW; moc

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

bierna 0,35 Mvar; napięcie na szynach rozdzielni SN 15,747 kV; przełącznik zacze­pów ustawiony jest w pozycji „0”. Na rysunku 3 przedstawiono zależność napięcia na szynach rozdzielni SN oraz położenia przełącznika zacze­pów w zależności od mocy biernej mierzonej w polu liniowym, z którego wyprowadzona jest linia kablowa wewnętrznej sieci farmy dla obciążenia minimalnego (turbiny farmy wiatrowej pracują ze znamionowymi mocami czynnymi).

Obciążenie maksymalne występuje, gdy obie sekcje zasilane są z transformatora Tr 2. Wówczas moc czynna po stronie dolnego napięcia transformatora wynosi 18,52 MW; moc bierna 5,44 Mvar; napięcie na szynach rozdzielni SN 15,656 kV; przełącznik zacze­pów ustawiony jest w pozycji „-2”.

Na rysunku 4 przedstawiono zależność napięcia na szynach rozdzielni SN oraz położenia przełącznika zacze­pów w zależności od mocy biernej mierzonej w polu liniowym, z którego wyprowadzona jest linia kablowa wewnętrznej sieci farmy dla obciążenia maksymalnego (turbiny farmy wiatrowej pracują ze znamionowymi mocami czynnymi).



Rys. 4. Charakterystyka napięcia w węzle przyłączenia farmy wiatrowej w zależności od mocy biernej farmy wiatrowej przy obciążeniu maksymalnym

Dynamiczna zmiana napięcia w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej spowodowana procesami łączeniowymi w przedmiotowej farmie wiatrowej będzie uzależniona od parametrów turbiny (wskaźnik zmian napięcia k_u oraz rodzaj procesu łączeniowego), wartości kąta impedancji zwarciowej ψ_k i obliczeniowej mocy zwarciowej S_k'' w węzle przyłączenia farmy (bez udziału farmy) oraz znamionowej mocy pozornej S_{nTW} turbiny wiatrowej. Zgodnie z [9], w przypadku gdy do węzła przyłączonych jest więcej niż jeden turbozespołów wiatrowych, jest mało prawdopodobne, aby w dwóch spośród nich wystąpiły procesy łączeniowe w tym samym czasie. W związku z tym, ocena względnej zmiany napięcia spowodowanej przyłączeniem farmy wiatrowej składającej się z wielu turbozespołów wiatrowych sprowadza się do oceny wpływu tylko jednej turbiny wiatrowej – w przypadku różnych typów turbin wybiera się tę, która charakteryzuje się największym iloczynem wskaźnika zmian napięcia i znamionowej mocy pozornej.

Względną zmianę napięcia wskutek procesu łączeniowego turbozespołu wiatrowego szacuje się na podstawie zależności

$$(9) \quad d = 100 \frac{k_u(\Psi_k) \cdot S_{nTW}}{S_k''}$$

W tabeli 3 przedstawiono wyniki obliczeń względnej zmiany napięcia dla dwóch rozpatrywanych turbin wiatrowych. Do szacowania wahań napięcia przyjmuje się minimalną moc zwarciovą (5).

Tabela 3. Względna zmiana napięcia

Proces łączeniowy	Ψ_k [°]	$k_u(\Psi_k)$	d [%]
turbina wiatrowa typu A			
Uruchomienie przy rozruchowej prędkości wiatru	87,6	0,01	0,01
Uruchomienie przy znamionowej prędkości wiatru		0,16	0,20
Najbardziej niekorzystny przypadek łączenia pomiędzy generatorami		0,04	0,05
turbina wiatrowa typu B			
Uruchomienie przy rozruchowej prędkości wiatru	87,6	0,05	0,06
Uruchomienie przy znamionowej prędkości wiatru		0,19	0,23

W analizowanej sieci elektroenergetycznej statyczna zmiana napięcia nie przekracza $\pm 1,3\%$ względem wartości napięcia bez farmy wiatrowej oraz $+6\%$ względem napięcia znamionowego sieci. W przypadku przyłączenia farmy wiatrowej do szyn rozdzielni SN napięcie jest regulowane przez ARN. Dlatego istotną kwestią jest wpływ przyłączanej farmy wiatrowej na pracę przełącznika zaczełów. Z analizy wynika, że zmiana położenia zaczełów wynosi maksymalnie o jeden stopień.

Względna zmiana napięcia spowodowana procesem łączeniowym, w najbardziej niekorzystnym przypadku uruchomienia turbozespołu wiatrowego przy znamionowej prędkości wiatru jest mniejsze od $0,3\%$ (dla turbiny typu B występuje większa wartość niż dla turbiny typu A).

Ocena efektów migotania światła

Oceny efektów migotania światła dokonuje się na podstawie dwóch wskaźników: długookresowego P_{lt} i krótkookresowego P_{st} wskaźnika migotania światła. Wskaźniki te oblicza się dla ustalonej pracy ciągłej i dla procesów łączeniowych.

Dla ustalonej pracy ciągłej wskaźniki P_{lt} i P_{st} są sobie równe. W przypadku gdy do węzła przyłączonych jest L turbin wiatrowych tego samego typu, to wskaźniki te obliczane są z zależności [9]

$$(10) \quad P_{lt} = P_{st} = \sqrt{L} \frac{c(\Psi_k) \cdot S_{nTW}}{S_k''}$$

gdzie: $c(\Psi_k)$ – wskaźnik migotania światła podczas pracy ciągłej turbozespołu dla kąta impedancji zwarcioviej Ψ_k .

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

W tabeli 4 przedstawiono długookresowe i krótkookresowe wskaźniki migotania światła dla przedmiotowej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.

Tabela 4. Wskaźniki migotania światła przy pracy ciągłej

Prędkość wiatru [m/s]	α_k [°]	$c(\alpha_k)$	P_{st}	P_{lt}
turbiny wiatrowe typu A				
6,0	87,6	2,1	0,05	
7,5		2,1	0,05	
8,5		2,1	0,05	
10,0		2,1	0,05	
turbine wiatrowe typu B				
6,0	87,6	1,1	0,03	
7,5		1,2	0,03	
8,5		1,3	0,03	
10,0		1,4	0,03	

Dla procesów łączeniowych, w przypadku gdy do węzła przyłączonych jest L turbin wiatrowych tego samego typu, to długookresowy wskaźnik migotania światła oblicza się z zależności [9]

$$(11) \quad P_{lt} = \frac{8}{S_k} \left(L \cdot N_{120} \cdot (k_f(\Psi_k) \cdot S_{nTW})^{3,2} \right)^{0,31}$$

gdzie: $k_f(\Psi_k)$ – skokowy wskaźnik migotania światła pojedynczego turbozespołu dla kąta impedancji zwarciowej Ψ_k , N_{120} – liczba łączy pojedynczego turbozespołu wiatrowego w ciągu 120 min.

Tabela 5. Wskaźniki migotania światła dla procesów łączeniowych

Rodzaj procesu łączeniowego	α_k [°]	$k_f(\alpha_k)$	P_{st}	P_{lt}
turbiny wiatrowe typu A				
Uruchomienie przy rozruchowej prędkości wiatru	87,6	0,01	0,01	0,01
Uruchomienie przy znamionowej prędkości wiatru		0,04	0,02	0,01
Najbardziej niekorzystny przypadek łączenia pomiędzy generatorami		0,02	0,01	0,01
turbine wiatrowe typu B				
Uruchomienie przy rozruchowej prędkości wiatru	87,6	0,02	0,01	0,01
Uruchomienie przy znamionowej prędkości wiatru		0,03	0,01	0,01

Krótkookresowy wskaźnik migotania światła dla procesów łączeniowych, w przypadku gdy do węzła przyłączonych jest L turbin wiatrowych tego samego typu oblicza się z zależności [9]

$$(12) \quad P_{st} = \frac{18}{S_k^n} \left(L \cdot N_{10} \cdot (k_f(\Psi_k) \cdot S_{nTW})^{3,2} \right)^{0,31}$$

gdzie: N_{10} – liczba łączeń pojedynczego turbokzespołu wiatrowego w ciągu 10 min.

W tabeli 5 przedstawiono długookresowe i krótkookresowe wskaźniki migotania światła dla przedmiotowej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.

Wskaźniki długookresowego i krótkookresowego migotania światła dla przedmiotowej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, po przyłączeniu farmy wiatrowej nie przekraczają wartości 0,1%.

Ocena wpływu wyższych harmonicznycych prądów

Maksymalna wartość całkowitego współczynnika odkształceń prądu THD dla turbokzespołu wiatrowego typu A wynosi 1,1%, natomiast dla typu B 0,95. Takie wartości THD prądu w szerokim przedziale mocy, od wartości minimalnej do znamionowej, nie spowodują przekroczenia dopuszczalnych wartości wyższych harmonicznycych napięcia w węźle przyłączenia przedmiotowej farmy wiatrowej.

Wnioski

Zgodnie z wymaganiami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, dla obu typów turbin wiatrowych, jest przynajmniej 20 razy większa od mocy przyłączeniowej jednostki.

Prądy wyłączalne aparatury łączeniowej we współczesnych stacjach WN/SN przekraczają wartości 10 kA. Zatem przyłączenie przedmiotowej jednostki wytwórczej nie spowoduje zagrożenia dla istniejącej aparatury łączeniowej w rozdzielniach stacji ze względu na prądy zwarciove (8,421 kA z udziałem przedmiotowej farmy wiatrowej).

Jeżeli wyprowadzenia linii elektroenergetycznych z pól liniowych rozdzielni SN stacji elektroenergetycznej WN/SN wykonane są przewodami o przekroju poprzecznym min. 70 mm², a czas działania zabezpieczenia nadprądowego ustawiony jest na 0,3 s, to nie wystąpi zagrożenie dla tych linii spowodowane cieplnym działaniem prądów zwarciovcych.

Pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią, z uwagi na przyłączenie przedmiotowej jednostki (kablowa sieć wewnętrzna farmy) wytwórczej wzrośnie o 10,98 A.

Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej określają, że w normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwałe. W normalnym układzie pracy rozpatrywanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, napięcie na szynach rozdzielni SN jest regulowane przez ARN. Zatem jeżeli przed przyłączeniem farmy wiatrowej nie występowały obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci przekraczające wartości obciążeń dopuszczalnych długotrwałe, to przyłączenie farmy praktycznie nie wpłynie na rozptyw prądów w sieci.

Zgodnie z zapisami IRiESD dotyczącymi częstotliwości i napięcia, oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczyć w takim stopniu, aby w miejscu dostarczenia energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowycch

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego. W normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4). W analizowanej sieci elektroenergetycznej maksymalna statyczna zmiana napięcia w węźle przyłączenia farmy nie przekracza $\pm 1,3\%$ względem napięcia bez udziału farmy, ale $+6\%$ względem napięcia znamionowego. Jednak w tym przypadku operator sieci dystrybucyjnej dopuszcza wzrost napięcia o taką wartość – wynika to z wartości napięć nastawionych w ARN.

Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości 100 zakłóceń/godz. W analizowanej sieci elektroenergetycznej, dla procesów łączeniowych przedmiotowej jednostki wytwórczej, maksymalna dynamiczna zmiana napięcia w węźle przyłączenia nie przekracza 0,3% i jest mniejsza od wartości dopuszczalnych.

W zakresie technicznych możliwości regulacji mocy biernej w przedmiotowej farmie wiatrowej, oddziaływanie na poziom napięcia w punkcie wspólnego przyłączenia nie stanowi zagrożenia w postaci przekroczenia wartości dopuszczalnych.

W IRiESD określono, że wskaźniki krótkookresowego i długookresowego migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączanych do sieci SN nie powinny przekraczać wartości $P_{\text{it}} < 0,35$ i $P_{\text{st}} < 0,45$. Wskaźniki długookresowego i krótkookresowego migotania światła dla przedmiotowej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, po przyłączeniu farmy wiatrowej nie przekraczają wartości 0,1%.

Przedmiotowa farma wiatrowa o mocy znamionowej 8 MW może być przyłączona do wydzielonego pola w rozdzielni średniego napięcia stacji elektroenergetycznej WN/SN bez konieczności przebudowy istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej.

Ważną kwestią, nie poruszaną w niniejszym artykule, jest wpływ przyłączanej farmy wiatrowej na elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową, w tym m. in. automatykę prewencyjną SCO oraz automatykę restytucyjną SPZ. Rozważenie tych zagadnień wymaga znajomości szczegółowego wyposażenia zabezpieczeniowego systemu, przynajmniej w okolicy węzła 110 kV stacji elektroenergetycznej (z aktualnymi nastawami).

LITERATURA

- [1] Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, *WNT*, Warszawa (2009)
- [2] Lubośny Z., Zajczyk R., Elektrownie i farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, *Materiały Konferencji „Przyłączenie farm wiatrowych do sieci 110 kV”*, Straszyn (2004)
- [3] Barzyk G., Kryterium zwarciove a warunki przyłączenia do sieci, *Czysta Energia*, 4 (2009), 26-27
- [4] IEC 60909-0, Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems, *International Electrotechnical Commission*, (1988)
- [5] Katalog, Kable i przewody elektroenergetyczne, *TELE-FONIKA Kable Sp. z o.o. S.K.A.*, Edycja 09 (2009)
- [6] Cieślík S., Modelowanie matematyczne i symulacja układów elektroenergetycznych z generatorami indukcyjnymi, *Wydawnictwa Uczelniane UTP*, Bydgoszcz (2008)

- [7] Morren J., de Haan S.W.H., Short-Circuit Current of Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1 (2007), 174-180
- [8] De Alegria I.M., Villate J.L., Andreu J., Gabiola I., Ibanez P., Grid Connection of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines: A Survey, *Proceedings of European Wind Energy Conference & Exhibition*, London (2004)
- [9] PN-EN 61400-21, Turbozespoły wiatrowe. Część 21: Pomiar i ocean parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej, PKN Warszawa (2004)
- [10] PN-EN 60865-1, Obliczanie skutków prądów zwarciovych – Część 1: Definicje i metody obliczania, PKN Warszawa (2002)

Autor: dr inż. Sławomir Cieślak, Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy im. J. i J. Śniadeckich, Instytut Elektrotechniki, ul. Kaliskiego 7, 85-791 Bydgoszcz, E-mail: slavciesi@utp.edu.pl