



## ANALIZA ZWARCIOWA SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM FARM WIATROWYCH TRAKTOWANYCH JAKO STEROWANE ŹRÓDŁA PRĄDOWE

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko / Politechnika Lubelska  
dr inż. Piotr Miller / Politechnika Lubelska

### 1. MODELE ZWARCIOWE ELEKTROWNI WIATROWYCH

W energetyce wiatrowej stosuje się obecnie generatory dwóch rodzajów. Maszyny indukcyjne opisywane są skrótowo jako DFIG (ang. *Double Feed Induction Generator*), maszyny synchroniczne jako FC (ang. *Full Converter*, z uwagi na pracę generatora za pośrednictwem przekształtnika). Obszerne raporty dotyczące zachowania się tych generatorów w stanie zwarcia przedstawiły m.in. firmy Nordex [2] oraz Enercon [3]. Dostępność dokumentacji opisującej zachowanie się generatorów pozostałych producentów jest niezadowalająca, niemniej jednak można przyjąć, że jest ono podobne w przypadku podstawowych typów siłowni DFIG oraz FC.

Analizę zjawisk zwarciovych na potrzeby praktyki inżynierskiej określa dla maszyn indukcyjnych oraz synchronicznych z przekształtnikami norma zwarciowa PN-EN 60909 [4]. Mowa w niej, co prawda, o silnikach, jednak w przypadku uproszczonych metod modelowania zwarciovego generatorów nie powinno się ono różnić zasadniczo od podejścia ww. normy. Wydaje się jednak, że tak uproszczone podejście nie oddaje istoty zjawisk związanych z generatorami elektrowni zwarciovych. Stąd poszukiwanie innych rozwiązań.

Modele uproszczone wprowadza się między innymi po to, aby ułatwić użytkownikowi szybkie oszacowanie pewnych wielkości – w tym przypadku wielkości związanych ze zvarciami, w warunkach uwzględniania znacznej liczby farm wiatrowych. Konieczne jest określenie miejsca i sposobu przyłączenia farmy do sieci (bezpośrednio do PCC, odczep lub wcięcie w istniejącą linię), a następnie przyjęcie założeń upraszczających co do struktury farmy. Są one następujące:

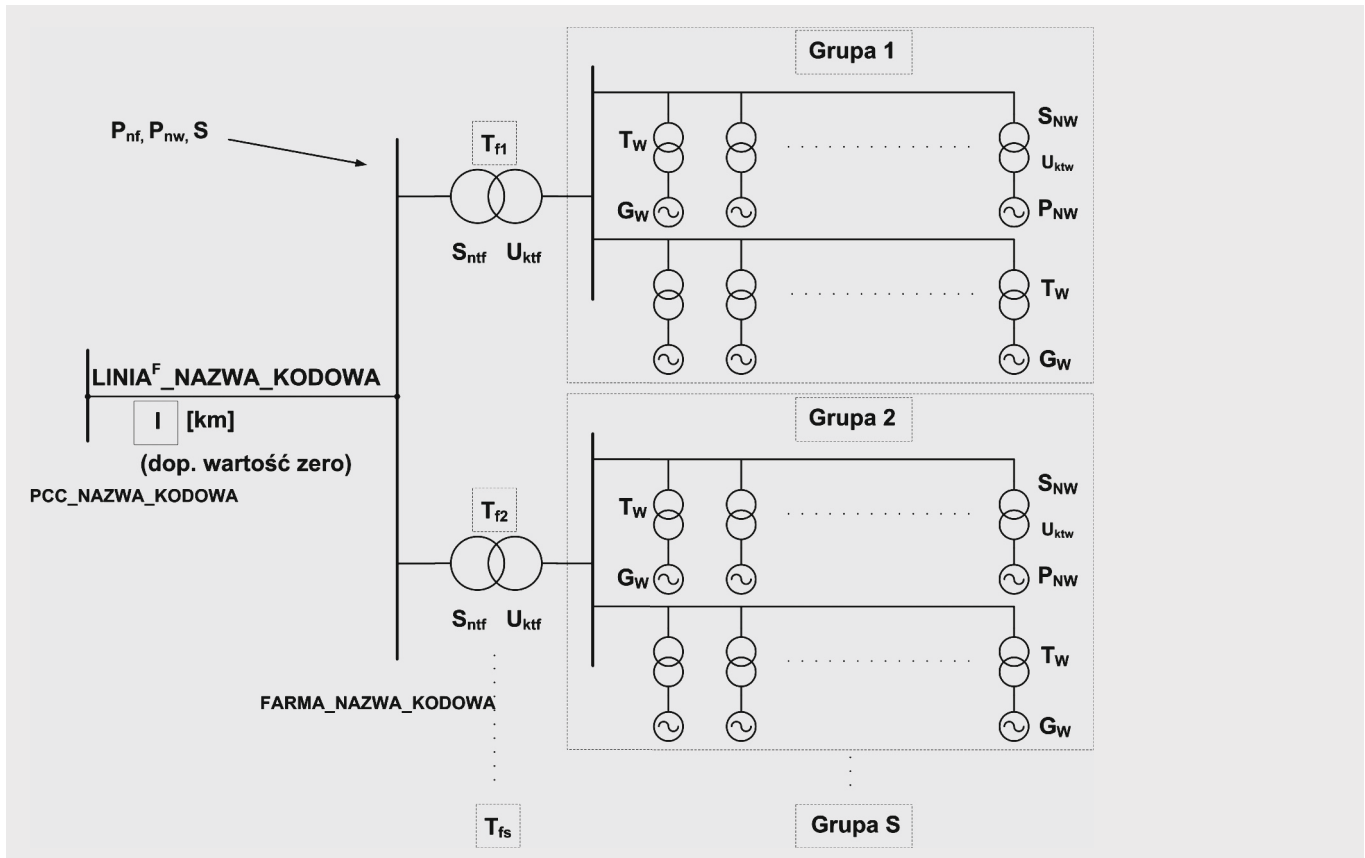
- farma o zadeklarowanej mocy  $P_{nr}$  składa się z określonej liczby wiatraków o takiej samej mocy  $P_{nw}$
- wiatraki są przyłączone do sieci za pośrednictwem zadanej (oznaczonej symbolem  $s$ ) liczby transformatorów blokowych WN/SN, przy czym do każdego transformatora przyłączona jest taka sama liczba wiatraków (grupa)
- moc transformatorów blokowych jest szacowana na podstawie mocy przypadającej na jedną grupę siłowni ze stosowanego w Polsce typoszeręgu.

Na rys. 1 przedstawiono opis wielkości wejściowych wymaganych oraz szacowanych w celu określenia uproszczonego modelu farmy wiatrowej.

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano metodę wyznaczania wielkości zwarciovych w sieci zawierającej elektrownie wiatrowe. Oryginalność metody wynika z traktowania generatorów wiatrowych (a także całych farm) jako źródła prądowego „wstrzykującego” do sieci, w węźle przyłączenia, prąd o charakterze indukcyjnym, będący krotnością prądu znamionowego pojedynczego generatora (lub odpo-

wiednio grupy generatorów). Takie zachowanie występuje wtedy, gdy w miejscu przyłączenia generatora napięcie spadnie poniżej pewnego poziomu. Tym samym tradycyjny model zwarciovego generatora w postaci siły elektromotorycznej zastąpiono źródłem prądowym, sterowanym napięciowo.

Rys. 1. Schemat rozległej farmy wiatrowej z podziałem na  $s$  grup

### Wielkości wejściowe wymagane

- nazwa węzła, do którego zostanie przyłączona farma
- nazwa linii łączącej PCC (może to być także punkt odgałęzienia) z GPZ farmy
- nazwa GPZ farmy
- $P_{nf}$  – moc farmy w [MW]
- $P_{nw}$  – moc znamionowa siłowni (w wariantcie uproszczonym zakłada się jedną wartość dla całej farmy) w [MW]
- $s$  – liczba grup siłowni (odpowiada liczbie transformatorów WN/SN w GPZ farmy)
- $l$  – długość linii łączącej PCC i GPZ farmy w [km] (możliwe jest przyjęcie wartości równej zero)
- typ – typ generatora siłowni (wybór spośród dwóch możliwości DFIG – generator indukcyjny dwustronnie zasilany, FC – generator synchroniczny zasilany przez przekształtnik).

### Wielkości wejściowe szacowane

- $S_{ntf}$  – moc znamionowa transformatora farmy

$$S_{ntf} = \lll 1,1 \times \frac{P_{nf}}{s} \ggg^{tf}$$

Funkcja  $\lll x \ggg^{tf}$  powoduje wybór wartości  $x_w > x$  i równej jednej z liczb ze zbioru  $\langle 6; 10; 16; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160 \rangle$

- $u_{ktf}$  – napięcie zwarcia transformatora farmy (domyślnie 12%)
- $S_{ntw}$  – moc znamionowa transformatora siłowni wiatrowej

$$S_{ntw} = \lll 1,1 \times P_{nw} \ggg^{tw}$$

Funkcja  $\lll x \ggg^{tw}$  powoduje wybór wartości  $x_w > x$  i równej jednej z liczb ze zbioru  $\langle 1,65; 2,2; 2,5; 2,75; 3,0; 3,5; 4,0 \rangle$

- $u_{kw}$  – napięcie zwarcia transformatora siłowni wiatrowej (domyślnie 6%)
- $x_j$  – reaktancja jednostkowa linii (domyślnie  $0,4 \Omega/km$ )
- uziemienie transformatorów farmy po stronie WN (domyślnie TAK)
- $U_{nf}$  – napięcie znamionowe farmy (domyślnie 30 kV – jest to wybór formalny, nie wpływa na postać modelu farmy)
  - $U_{mw}$  – napięcie znamionowe siłowni wiatrowej (domyślnie 690 V – jest to wybór formalny, nie wpływa na postać modelu farmy).

Uproszczony model domyślny farmy do obliczeń zwarciovych jest tradycyjnym modelem w postaci niesterowalnego źródła napięcia oraz impedancji o stałej wartości. Tym samym, w sensie jakościowym jest to taki sam model jak model klasycznego bloku elektrowni wodnej lub cieplnej. Rzecz jasna zjawiska elektromagnetyczne, zachodzące w generatorach siłowni wiatrowych podczas zwarc, przebiegają inaczej niż w przypadku klasycznych generatorów synchronicznych. Istotną rolę odgrywa w tych zjawiskach układ regulacyjny przekształtników współpracujących z generatorem wiatraka.

W świetle powyższych wywodów, do wyznaczenia impedancji zgodnej generatora siłowni wiatrowej, wykorzystanej w uproszczonym modelu zwarciovym, zastosowano wzór zawarty w normie [4].

$$Z_w = \frac{1}{K_{LR}} \times \frac{U_{nW}^2}{S_{nW}} \quad (1)$$

Współczynnik  $K_{LR}$ , choć nazywany jest współczynnikiem rozruchu (w normie stosuje się go do opisu właściwości silników indukcyjnych), jest przyjętą w literaturze miarą impedancji siłowni wiatrowej. Jego wartość może być zmienna, co pozwala uwzględnić zmieniające się w trakcie zwarcia właściwości układu generator – przekształtnik. Generalnie, dla wiatraków możemy mówić o pierwszej fazie stanu podprzejściowego (czas 20–40 ms) oraz o drugim okresie obejmującym w rozumieniu klasycznym drugą fazę stanu podprzejściowego oraz stan przejściowy (czas do kilkuset milisekund).

Wyznaczanie  $K_{LR}$  odbywa się na podstawie przedstawionych poniżej założeń:

- |                                    |                |
|------------------------------------|----------------|
| 1. Typ DFIG, stan podprzejściowy   | $K_{LR} = 5$   |
| 2. Typ DFIG, stan ustalony zwarcia | $K_{LR} = 2$   |
| 3. Typ FC, stan podprzejściowy     | $K_{LR} = 3$   |
| 4. Typ FC, stan ustalony zwarcia   | $K_{LR} = 1,4$ |

W modelowaniu określonym jako „dokładne” (zaproponowanym w prezentowanej metodzie) generatory siłowni wiatrowych traktowane są jako źródła prądowe o określonej krotności prądu (większej od 1) w stosunku do prądu znamionowego. Wyraz „dokładne” pisany w cudzysłowie należy rozumieć w ten sposób, że taki model jest także modelem przybliżonym i uproszczonym. Dokładne modelowanie zjawisk zwarciovych związanych z farmami wymaga zastosowania oprogramowania typu EMTP, wyposażonego w odpowiednie modele układów przekształtnikowych. Jest to trudne przedsięwzięcie, wymagające rezygnacji ze stosowania oprogramowania zwarciovego, które tradycyjnie stosowane jest do analizy quasi-ustalonych stanów zwarciovych.

W zakresie istotnym dla obliczeń zwarciovych modele „dokładne” polegają na zmianie filozofii obliczeń zwarciovych i traktowaniu układów „generator – przekształtnik” inaczej podczas wskazanej wyżej fazy pierwszej, a inaczej podczas fazy drugiej. W fazie drugiej układ ten jest traktowany jako źródło prądowe o określonej krotności (względem prądu znamionowego). Dodatkowo jest to źródło prądu kolejności zgodnej, niezależnie od rodzaju zwarcia.

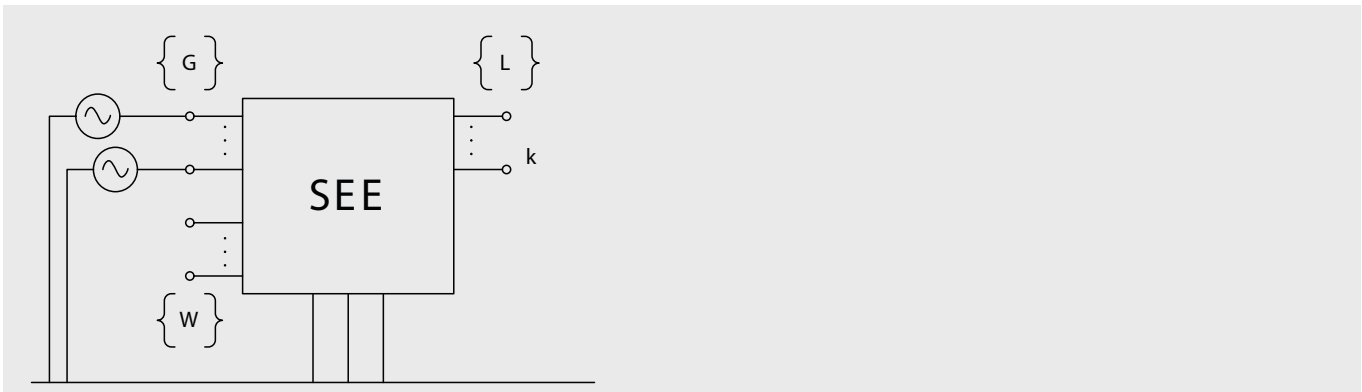
## 2. ANALIZA ZWARCIOWA SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM ŹRÓDEŁ PRĄDOWYCH

Na rys. 2 zaprezentowano schemat modelu sieci odpowiadający stanowi przed zakłóceniem. Wprowadzono następujące oznaczenia:

$\{G\}$  – zbiór węzłów, do których przyłączone są siły elektromotoryczne podprzejściowe klasycznych generatorów, liczba tych węzłów oznaczona jest jako zmienna  $G$ , dolny indeks przy wielkości opisującej sieć oznacza, że dana wielkość jest związana z tym zbiorem węzłów

$\{W\}$  – zbiór węzłów, do których przyłączone są te farmy wiatrowe, gdzie użytkownik zdecyduje się na zastosowanie modeli dokładnych (źródła prądowych); mogą to być z definicji wszystkie farmy w sieci, może być tylko jedna – jest to zależne od intencji liczącego; liczba tych węzłów oznaczona jest jako zmienna  $W$ , dolny indeks przy wielkości opisującej sieć oznacza, że dana wielkość jest związana z tym zbiorem węzłów

$\{L\}$  – zbiór pozostałych węzłów sieci (obciążeniowych, elektrownianych, miejsc przyłączenia farm niemoделowych dokładnie), liczba tych węzłów oznaczona jest jako zmienna  $W$ , dolny indeks przy wielkości opisującej sieć oznacza, że dana wielkość jest związana z tym zbiorem węzłów; w zbiorze tym zostaje wskazany węzeł objęty zwarciem oznaczony jako  $k$ .



Rys. 2. Schemat modelu sieci odpowiadający stanowi przed zakłóceniem

Model zwarciový sieci przed wystąpieniem zakłócenia może być opisany za pomocą następującego równania (2). Warto zwrócić uwagę, że zarówno odbiór, jak i generacja w farmach wiatrowych traktowane są tak jak w przypadku węzłów typu (P, Q), przy czym ich prądy węzłowe są zerowe z uwagi na to, że traktowane są jako wewnętrzne elementy modelu.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G^o \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GW} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{WG} & \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \\ \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} \quad (2)$$

czyli:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} \quad (3)$$

i w rezultacie:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \end{bmatrix} \quad (4)$$

Model zwarciový po wystąpieniu zwarcia trójfazowego w węzle  $k$  opisany jest za pomocą następującego równania (5). Indeks górny „z” prądów i napięć identyfikuje stan zwarcia.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G^z \\ \mathbf{I}_W^z \\ \mathbf{I}_L^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GW} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{WG} & \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^z \\ \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} \quad (5)$$

Siły elektromotoryczne podprzejściowe i przejściowe spełniają warunek  $[E_G^z] = [E_G^o]$ , natomiast w zbiorze węzłów  $\{W\}$  zostaje „uaktywniony”  $[I_w]$  – wektor źródeł prądowych (odpowiada farmie zawierającej wiatraki, dla których działa układ LVRT).

Po wykonaniu przekształceń:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} \quad (6)$$

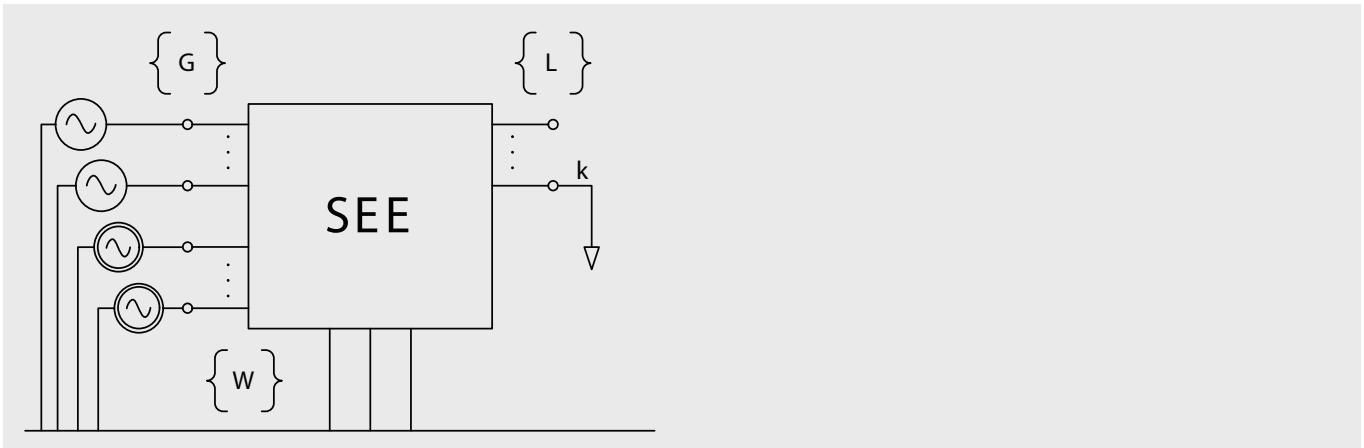
i następnie:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] \quad (7)$$

otrzymuje się w rezultacie:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} \quad (8)$$

Przedstawionemu opisowi odpowiada rys 3.



Rys. 3. Schemat modelu sieci odpowiadający stanowi przed zakłóceniem

Należy zauważyć, na podstawie równania (4), że pierwszy składnik po prawej stronie równania (8) określa wektor napięć w sieci w stanie normalnej pracy. Tym samym:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} \quad (9)$$

Równanie (9) można zapisać bardziej szczegółowo, wyróżniając w grupie węzłów  $\{L\}$  węzeł zwarcia oraz węzły pozostałe, czyli  $\{L\} = \{R\} \cup \{k\}$ . Prąd węzła  $k$  oznaczamy jako  $I_k$  (kierunek od węzła), prądy węzłowe dla węzłów zbioru  $\{R\}$  pozostają zerowe, a zatem:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_R^z \\ \mathbf{U}_k^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_R^o \\ \mathbf{U}_k^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{WW} & \mathbf{Z}_{WR} & \mathbf{Z}_{Wk} \\ \mathbf{Z}_{RW} & \mathbf{Z}_{RR} & \mathbf{Z}_{RW} \\ \mathbf{Z}_{kW} & \mathbf{Z}_{kR} & \mathbf{Z}_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{0} \\ -I_k \end{bmatrix} \quad (10)$$

Korzystając z ostatniego równania, otrzymuje się:

$$U_k^z = U_k^o + [\mathbf{Z}_{kW} \quad \mathbf{Z}_{kR}] \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ 0 \end{bmatrix} - Z_{kk} I_k \quad (11)$$

$$U_k^z = U_k^o + [\mathbf{Z}_{kW}] [\mathbf{I}_W] - Z_{kk} I_k \quad (12)$$

Ponieważ dla zwarcia trójfazowego zachodzi zależność  $U_k^z = 0$ , możliwe jest wyznaczenie podstawowej wielkości poszukiwanej, czyli prądu zwarcia  $I_k$ . Zgodnie z warunkiem napięciowym w miejscu zwarcia otrzymuje się zależność:

$$Z_{kk} I_k = U_k^o + [\mathbf{Z}_{kW}] [\mathbf{I}_W] \quad (13)$$

Ostatecznie zatem wzór na prąd zwarcia z udziałem farm wiatrowych wstrzykujących prąd do węzłów przyłączenia ma postać:

$$I_k = \frac{U_k^o + [\mathbf{Z}_{kW}] [\mathbf{I}_W]}{Z_{kk}} \quad (14)$$

lub:

$$I_k = \frac{U_k^o}{Z_{kk}} + \frac{[\mathbf{Z}_{kW}] [\mathbf{I}_W]}{Z_{kk}} \quad (14a)$$

Pierwszy składnik w tym wzorze określa prąd w sieci bez udziału farm wiatrowych, drugi uwzględnia ich oddziaływanie w formie źródeł prądowych:

$$I_k = I_{kbw} + \frac{[\mathbf{Z}_{kW}] [\mathbf{I}_W]}{Z_{kk}} \quad (14b)$$

Wzór (14b) można zapisać, uwzględniając działania na pojedynczych elementach impedancyjnych:

$$I_k = I_{kbw} + \frac{\sum_{i=1}^w Z_{ki} I_i}{Z_{kk}} \quad (14c)$$

Należy jednak pamiętać, że model farmy w stanie zakłóceniovym odpowiadający źródłu prądowemu jest odpowiedni dla stanu, gdy napięcie w miejscu przyłączenia spadnie poniżej 80% napięcia znamionowego (lub poniżej innej określonej wartości). Obliczenia powinny sprawdzić, czy dla wszystkich węzłów zbioru  $\{W\}$  spełniony jest ten warunek, a jeśli nie (napięcie jest wyższe), dany węzeł powinien być wykluczony ze zbioru, gdyż w takim przypadku farma nie jest źródłem prądu zwarcia, tylko pracuje w normalnym reżimie produkcji mocy czynnej (zgodnym z aktualną prędkością wiatru i ustawieniem regulatora).

Tym samym istotnym elementem obliczeń jest **wyznaczenie napięć w węzłach przyłączenia farm** zaliczonych do zbioru  $\{W\}$ . W tym celu korzysta się z równania (10), otrzymując w postaci macierzowej.

$$[\mathbf{U}_W^z] = [\mathbf{U}_W^o] + [\mathbf{Z}_{wW}] [\mathbf{I}_W] - [\mathbf{Z}_{wk}] I_k \quad (15a)$$

lub dla każdego węzła należącego do zbioru  $\{W\}$

$$U_{Wi}^z = U_{Wi}^o + \sum_{j=1}^w (Z_{ij} I_{Wj} - Z_{ik} I_k) \quad (15b)$$

Wzór (15b) na napięcie na szynach farmy (lub na szynach siłowni w zależności od modelu) dla zwarcia w węźle  $k$  uwzględnia zatem napięcie w stanie normalnym, które korygowane jest oddziaływaniem ze strony prądu w miejscu zwarcia (zmniejszenie napięcia) oraz oddziaływaniem prądowym ze strony innych farm (zwiększenie wartości napięcia).

Oddziaływanie prądowe farm wiatrowych zachodzi tylko dla prądu składowej zgodnej. Dla składowej przeciwniej i zerowej nie ma żadnego oddziaływania prądowego. Istotną rolę odgrywają oczywiście uziemione punkty gwiazdowe transformatorów farm, ale one podlegają klasycznemu modelowaniu. Tym samym modyfikacja wzorów na wartość prądu zwarcia polega na wprowadzeniu do licznika wyrażenia na wartość prądu składowego odpowiadającego oddziaływaniu farm wiatrowych, czyli:

$$[Z_{kW}] \times [I_{kW}] \quad (16)$$

W rezultacie na przykład wzór na prąd zwarcia, w przypadku zwarcia jednofazowego fazy L1 z ziemią, przyjmuje postać:

$$I_k^1 = I_k^2 = I_k^0 = \frac{U_k^o + [Z_{kW}] \times [I_{kW}]}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0} \quad (17)$$

Sposób wyznaczania innych wielkości (prądów fazowych) przebiega w sposób analogiczny jak dla zwarcia wyznaczanych bez udziału farm.

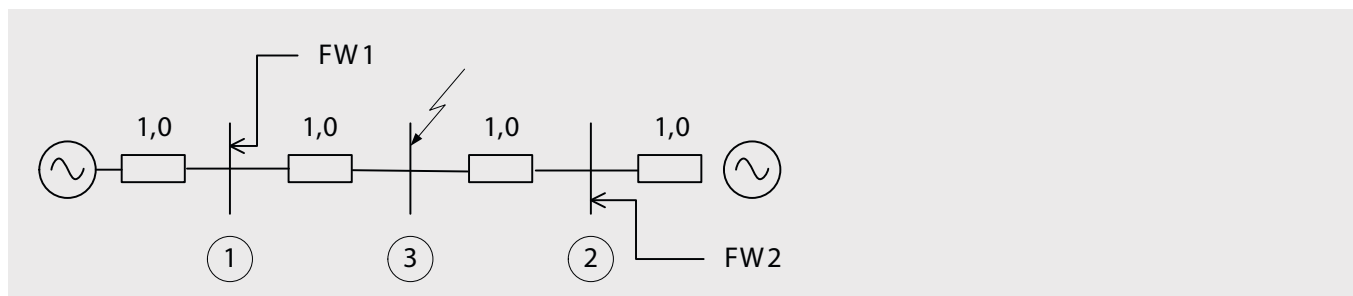
Wartości napięć w miejscu przyłączenia farm wyznaczane są na podstawie napięć wyznaczonych zgodnie z teorią składowych symetrycznych z równań, w których tylko dla składowej zgodnej uwzględnia się oddziaływanie farm, czyli:

$$\begin{aligned} [U_W^{z(1)}] &= [U_W^o] + [Z_{WW}] [I_W] - [Z_{Wk}] I_k^1 \\ [U_W^{z(2)}] &= -[Z_{Wk}^2] I_k^2 \\ [U_W^{z(0)}] &= -[Z_{Wk}^0] I_k^0 \end{aligned} \quad (18)$$

Przedstawione wzory mogą zostać bez specjalnych problemów uwzględnione w algorytmie realizującym obliczenia zwarciowe.

### 3. PRZYKŁAD OBLICZEŃ

Rozważono bardzo prosty przykład sieci (rys. 4) zawierającej dwa źródła klasyczne oraz dwie farmy wiatrowe. Zamodelowano zwarcie w węźle 3.



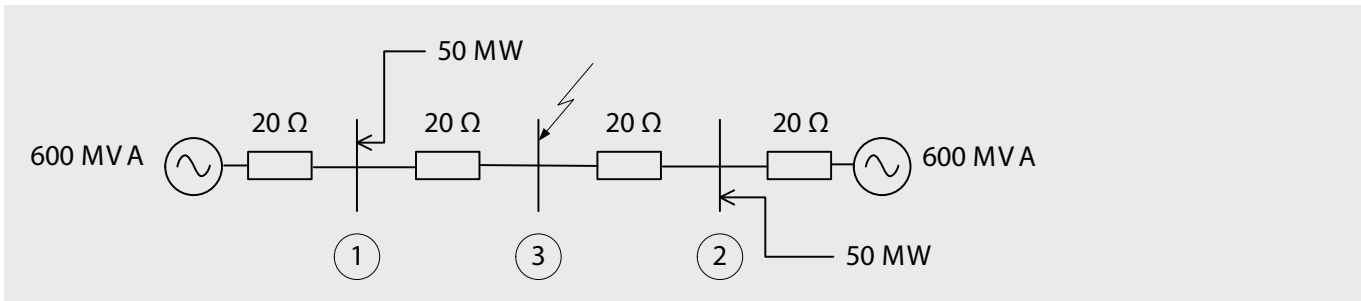
Rys. 4. Schemat prostej sieci (miejsce zwarcia węzeł 3, farmy wiatrowe przyłączone w węzłach 1 i 2, wszystkie reaktancje równe 1,0 j.w.)

Dla podkreślenia prostoty przykładu przyjęto jednakowe wartości wszystkich reaktancji (rezystancje pominięto) i normalny stan bez obciążenia. Przykład odniesiono do sieci 110 kV.

$$X = 1,0 \text{ j.w.} \quad X_{\text{typowe}} \Rightarrow 20 \Omega$$

$$[X] = \frac{U_p^2}{S_p} \Rightarrow \frac{110^2}{S_p} = 20 \Omega$$

czyli  $S_p = 600 \text{ MVA}$



Rys. 5. Model odpowiadający sieci z rys. 4

Jeśli

$$U_p = 110 \text{ kV} \quad S_p = 600 \text{ MVA}$$

to

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_p} = \frac{600}{\sqrt{3} 110} = 3 \text{ kA}$$

Farma wiatrowa 50 MW  $\rightarrow$  50 MVA (w uproszczeniu)

$$I_{nF} = \frac{50}{\sqrt{3} 110} = 0,262 \text{ kA}$$

$$I_{nF} = \frac{0,262}{3} = 0,087 \text{ j.w.}$$

Zakładamy zatem, że prąd znamionowy farmy wynosi 0,1 j.w., a jej prąd „wstrzykiwany” w stanie zakłóceniu wynosi  $I_{wF} = 0,2 \text{ j.w.}$

Obliczenia:

Macierz impedancyjna modelu zwarciego (wyznaczona jako inwersja macierzy admitancyjnej węzłowej)

$$[Z] = \begin{bmatrix} 0,75 & 0,25 & 0,5 \\ 0,25 & 0,75 & 0,5 \\ 0,5 & 0,5 & 1,0 \end{bmatrix}$$

Prąd zwarcia

$$I_k = \frac{1,1}{1,0} + \frac{Z_{31} I_{w1} + Z_{32} I_{w2}}{Z_{33}} = 1,1 + \frac{0,5 \times 0,2 + 0,5 \times 0,2}{1} = 1,1 + 0,1 + 0,1 = 1,3$$

**Bez uwzględnienia farm prąd wynosi 1,1 j.w. (wzrost o 0,2 j.w.).**

Napięcie w węzłach 1 oraz 2





$$U_{w1}^z = U_{w1}^o + Z_{11}I_{w1} + Z_{12}I_{w2} - Z_{13}I_3 = 1,05 + 0,75 \times 0,2 + 0,25 \times 0,2 - 0,5 \times 1,25 = \\ = 1,05 + 0,15 + 0,05 - 0,65 = 0,6 \text{ j.w.}$$

Tym samym warunkiem, aby napięcie w miejscu przyłączenia farmy było mniejsze od 0,8, jest spełniony.

#### 4. OPIS ALGORYTMU

Algorytm obliczenia prądu zwarcia, uwzględniający modelowanie dokładne farm wiatrowych, przedstawiono poniżej w punktach. Zapis stanowi alternatywę dla schematu blokowego, pozwala równocześnie na zamieszczenie pewnych wskazówek i uwag dla programistów. Z uwagi na konieczność uwzględnienia wpływu oddziaływania prądu wstrzykiwanego przez farmy na wartość napięcia w miejscu ich zainstalowania, a także konieczność uwzględnienia wzajemnego oddziaływania farm, konieczna jest realizacja algorytmu w postaci wielokrotnie zagnieżdżonych pętli mocno komplikujących obliczenia.

1. Start, odczyt kompletnego zestawu danych i budowa modelu zwarciowego; farmy modelowane są metodą uproszczoną jak źródła klasyczne, z impedancją wynikającą z zadeklarowanego współczynnika  $K_{LR}$ .
2. Użytkownik wybiera opcję **obliczenia dokładne dla farm wiatrowych**, wszystkie farmy zaliczone do zbioru  $\{W\}$  będą uwzględniane w obliczeniach zwarciowych tak jak źródła prądowe.
3. Dla utworzonego zbioru  $\{W\}$  i zidentyfikowanych na jego podstawie farm, likwidowane są impedancje zwarciowe wynikające z modelowania uproszczonego.
4. Program przeprowadza faktoryzację zmodyfikowanego, pełnego modelu sieci.
5. Użytkownik wybiera, spośród wszystkich węzłów, węzeł (tylko jeden) do obliczeń zwarciowych, oznaczony jako  $k$ .
6. Program przeprowadza operację FFS (podstawienie proste) dla ścieżki faktoryzacji  $P(k)$ , na pozycji  $k$  znajduje się liczba 1 [6].
7. Program przeprowadza operację BFS (podstawienie odwrotne) dla ścieżki  $P(\{W\}) - [6]$ , jest to ścieżka wyznaczona dla wszystkich węzłów zbioru  $\{W\}$ , w rezultacie otrzymuje się wektor  $[Z_{\bullet k}]$  zawierający elementy impedancyjne na odpowiednich pozycjach.
8. Wyznacza się prąd w miejscu zwarcia zgodnie z zależnością

$$I_k = \frac{1,05}{Z_{\bullet k}(k)} + \frac{\sum_{i=1}^{i=W} Z_{\bullet k}(i) \times I_{W_i}}{Z_{\bullet k}(k)} \quad (19)$$

gdzie:  $Z_{\bullet k}(i)$  – element  $i$ -ty wektora impedancji

$I_{W_i}$  – prąd wstrzykiwany do  $i$ -tego węzła przyłączenia farmy ze zbioru  $\{W\}$  wyznaczony jako krotność sumy prądów znamionowych siłowni tworzących farmę (domyślnie dla  $i$ -tej farmy  $k_{wi} = 1,8$ ).

9. Rozpatruje się kolejny węzeł  $i$ -ty ze zbioru węzłów  $\{W\}$  i wyznacza się wartość napięcia według wzoru:

$$U_{wi} = 1,0 - Z_{\bullet k}(i) \times I_k \quad (20)$$

10. Jeśli  $U_{wi} > 0,8$ , wyrzuca się ten węzeł ze zbioru  $\{W\}$ , czyli  $\{W\} := \{W\} - i$ ; powrót do 8.
11. Czy rozpatrzono wszystkie węzły ze zbioru  $\{W\}$ ? Jeśli nie, powrót do 9.
12. Komentarz: w tym miejscu wyrzucono ze zbioru  $\{W\}$  te węzły przyłączenia farm, które są daleko od miejsca zwarcia i w wyniku oddziaływania zwarciowego napięcie nie spada poniżej  $0,8 U_N$ , a więc trzeba je usunąć z rozważań, bo farmy te normalnie pracują; weryfikacja napięć musi być jednak przeprowadzona dalej, z uwagi na oddziaływania wzajemne farm.
13. Wyznacza się kolejny węzeł  $i$ -ty ze zbioru węzłów przyłączenia  $\{W\}$ .
14. Program przeprowadza operację FFS dla ścieżki  $P(i) - [6]$ , na pozycji  $i$  jest liczba 1.



15. Program przeprowadza operację BFS dla ścieżki  $P(\{W\}) - [6]$ , ścieżka wyznaczona dla wszystkich węzłów zbioru  $\{W\}$ , w rezultacie otrzymuje się wektor  $[Z_{\bullet,}]$ .
16. Koryguje się wartość napięcia dla węzła  $i$  poprzez uwzględnienie oddziaływania węzłów pozostałych ze zbioru  $\{W\}$

$$U_{wi} = U_{wi} + \sum_{j=1}^w Z_{\bullet,i}(j) \times I_{wj} \quad (21)$$

17. Jeśli lista węzłów jest wyczerpana, skok do 18, jeśli nie, powrót do 13.
18. Dokonuje się przeglądu napięć dla zbioru węzłów należących do  $\{W\}$  (zbiór uporządkowany malejąco z uwagi na wartość napięcia).
19. Pobiera się węzeł  $i$ -ty.
20. Jeśli  $U_{wi} < 0,8$ , powrót do 19, jeśli wszystkie węzły przejrzano, skok do 22.
21. Jeśli  $U_{wi} > 0,8$ , usuwa się węzeł  $i$ -ty ze zbioru  $\{W\} := \{W\} - i$ ; i następuje powrót do punktu 6 (cała operacja obliczeniowa przeprowadzana jest od początku).
22. Wydruk wartości prądu  $I_k$  oraz wartości napięć węzłów ze zbioru  $\{W\}$  (po korektach) – to są wielkości wyjściowe tej opcji obliczeniowej programu zwarciovego.
23. Koniec.

## 5. PODSUMOWANIE

W ramach testów opisanego powyżej sposobu „dokładnego” (raczej „dokładniejszego”) modelowania farm wiatrowych wykonano obliczenia dla rzeczywistych farm zaplanowanych do włączenia do sieci 110 kV Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Uzyskane wartości prądów zwarciovych różniły się w istotny sposób od tych uzyskanych metodami tradycyjnymi. Może to świadczyć o zasadności implementacji tego typu modelowania farm wiatrowych w programach obliczeniowych, wykorzystywanych w energetyce zawodowej.

## BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa, 2009.
2. Nordex F008\_224\_EN, Revision 2, 2008\_07, Technical Description, Simulation of short circuit, K08, Grid short circuit with double fed asynchronous generator.
3. Enercon Representation of Enercon Wind Turbines for Steady State Short-Circuit Calculations, dokument firmowy z dnia 19.11.2007.
4. PN-EN 60909 Short circuit calculations in three phase a.c. systems (norma IEC 60909 przyjęta do stosowania w Polsce bez tłumaczenia).
5. Wind Power in Power Systems (editor Thomas Akerman) John Willey and Sons 2005.
6. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, Wyd. II, WNT, Warszawa, 2009.