



Piotr Miller

Modelowanie farm wiatrowych w obliczeniach zwarciowych



P
O
D
R
E
C
Z
N
I
K
I

Modelowanie farm wiatrowych w obliczeniach zwarciovych

Podręczniki – Politechnika Lubelska



POLITECHNIKA
LUBELSKA
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I INFORMATYKI

Piotr Miller

Modelowanie farm wiatrowych w obliczeniach zwarciowych



Lublin 2022

Recenzenci:

dr hab. inż. Adam Smolarczyk, Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Henryk Kocot, prof. Politechniki Śląskiej

„Konkurs na wydanie podręcznika akademickiego lub skryptu” edycja I

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2022

ISBN: 978-83-7947-537-7

Wydawca: Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej

www.wpl.pollub.pl

ul. Nadbystrzycka 36C, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59

Druk: Drukarnia Akapit Sp. z o. o.

www.drukarniaakapit.pl

Elektroniczna wersja książki dostępna w Bibliotece Cyfrowej PL www.bc.pollub.pl

Książka udostępniona jest na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa – na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowe (CC BY-SA 4.0)

Nakład: 50 egz.

Spis treści:

WYKAZ SKRÓTÓW I SYMBOLI.....	7
WSTĘP	9
1. PODSTAWY OBLICZEŃ ZWARCIOWYCH	11
1.1. DEFINICJE PODSTAWOWYCH WIELKOŚCI ZWARCIOWYCH	11
1.2. METODA SKŁADOWYCH SYMETRYCZNYCH W OBLICZENIACH ZWARCIOWYCH ..	15
1.3. OBLICZENIA ZWARCIOWE W PROGRAMACH KOMPUTEROWYCH.....	20
2. JEDNOLITY MODEL ZWARCIOWY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	24
2.1. MODELE CZĄSTKOWE.....	24
2.2. INTEGRACJA MODELI CZĄSTKOWYCH	25
2.3. WERYFIKACJA MODELU ZWARCIOWEGO KSE	27
2.3.1. Uwagi ogólne	27
2.3.2. Weryfikacja modelu na podstawie wyników obliczeń zwarciovych i analiza stosunku X_0/X_1	28
2.3.3. Analiza wartości stosunku reaktancji X_0/X_1	29
2.4. PUŁAPKI MODELOWANIA WEWNĘTRZNYCH SIECI OBSZAROWYCH 110 kV	29
3. SPOSOBY MODELOWANIA FARM WIATROWYCH	34
3.1. MODELE UPROSZCZONE FARM WIATROWYCH.....	36
3.2. MODELE „DOKŁADNE” FARM WIATROWYCH	40
3.3. MODELOWANIE FARM WIATROWYCH W POSTACI ZASTĘPCZEJ MOCY ZWARCIOWEJ LUB REAKTANCJI PODPRZEJŚCIOWEJ I PRZEJŚCIOWEJ	50
3.4. PEŁNE ODWZOROWANIE STRUKTURY FARMY WIATROWEJ.....	51
3.5. PORÓWNANIE RÓŻNYCH SPOSOBÓW MODELOWANIA FARM WIATROWYCH.....	52
3.5.1. Uproszczony model farmy wiatrowej	54
3.5.2. „Dokładny” model farmy wiatrowej.....	54
3.5.3. Pełne odwzorowanie struktury farmy wiatrowej.....	55
3.5.4. Porównanie wyników obliczeń zwarciovych	55
3.6. MODELOWANIE MORSKICH FARM WIATROWYCH.....	56
3.7. WIATROWA FARMA MORSKA PRZYŁĄCZONA LINIAMI PRĄDU PRZEMIENNEGO..	57
3.8. MORSKA FARMA WIATROWA PRZYŁĄCZONA LINIĄ PRĄDU STAŁEGO.....	59
3.9. PODSUMOWANIE.....	62
4. MODELOWANIE FARM WIATROWYCH W PROGRAMIE DO OBLICZEŃ ZWARCIOWYCH – SCC	63
4.1. KREATOR – DODAJ FARMĘ	65
4.2. „DOKŁADNY” MODEL FARMY WIATROWEJ W PROGRAMIE SCC.....	73
4.3. ZASTĘPCZA MOC ZWARCIOWA JAKO MODEL FARMY WIATROWEJ	76
4.4. IMPLEMENTACJA MODELOWANIA FARM MORSKICH	77
5. PODSUMOWANIE	80
LITERATURA.....	83

Wykaz skrótów i symboli

DFIG	– generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany (ang. <i>Double Feed Induction Generator</i>)
EAZ	– Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa
EMTP	– program do analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych systemów elektroenergetycznych (ang. <i>Electromagnetic Transients Program</i>)
FC	– generator synchroniczny (ang. <i>Full Converter</i>)
{G}	– zbiór węzłów generatorowych
GPZ	– Główny Punkt Zasilający
jw	– wartość wyrażona w jednostkach względnych – patrz pu
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
{L}	– zbiór węzłów odbiorczych
LVRT	– układ zapewniający możliwość „przetrwania” farmy przy obniżonym napięciu w PCC farmy (ang. <i>Low Voltage Ride Through</i>)
OZE	– odnawialne źródła energii
PCC	– miejsce przyłączenia farmy wiatrowej (ang. <i>Point of Common Connection</i>)
PSE S.A.	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
pu	– wartość wyrażona w jednostkach względnych (ang. <i>per unit</i>) – patrz jw
{R}	– zbiór węzłów odbiorczych z wyłączeniem węzła ze zwarcie
SCC	– program komputerowy realizujący obliczenia zwarciove (ang. <i>Short-Circuit Calculations</i>)
SEE	– system elektroenergetyczny
SN	– średnie napięcie – napięcie poniżej 100 kV i powyżej 1 kV
{W}	– zbiór węzłów, do których przyłączone są farmy wiatrowe
WN	– wysokie napięcie – napięcia 110 kV i wyższe
ZKO	– Zamiejscowe Komórki Organizacyjne
$\mathbf{1}_k$	– macierz jednostkowa (wartość 1 w k -tym wierszu i k -tej kolumnie, pozostałe wartości zerowe)
\mathbf{A}	– macierz współczynników
\mathbf{b}	– wektor wymuszeń
\mathbf{I}	– wektor prądów węzłowych
I_K	– ustalony prąd zwarcia
I_K''	– początkowy prąd zwarcia
\mathbf{U}	– wektor napięć węzłowych
\underline{U}_l^0	– napięcie dla składowej zgodnej występujące pomiędzy węzłami uczestniczącymi w zwarcu przed wystąpieniem zwarcia
U_{fm}	– amplituda napięcia fazowego w kV
U_n	– napięcie znamionowe w kV
S_K''	– moc zwarciova w MVA

$\tau_d'', \tau_d', \tau_a$	– stałe czasowe zanikania składowej odpowiednio: okresowej podprzejściowej, okresowej przejściowej oraz nieokresowej
\mathbf{x}	– wektor rozwiązań
X_d''	– reaktancja podprzejściowa generatora synchronicznego w Ω
\mathbf{Y}	– macierz admitancyjna węzłowa
\mathbf{Z}	– macierz impedancyjna węzłowa
$\mathbf{Z}_{\bullet k}$	– k -ta kolumna macierzy impedancyjnej węzłowej
\underline{Z}_1	– impedancja obwodu zastępczego dla składowej zgodnej
\underline{Z}_2	– impedancja obwodu zastępczego dla składowej przeciwnej
\underline{Z}_0	– impedancja obwodu zastępczego dla składowej zerowej
\underline{Z}_F	– impedancja przejścia przy zwarciu pośrednim
I_{k1}	– prąd zwarcia jednofazowego w A
I_{k3}	– prąd zwarcia trójfazowego w A
S_k	– moc zwarciova w MVA
X_0	– reaktancja obwodu zwarciowego dla składowej symetrycznej zerowej w Ω
X_1	– reaktancja obwodu zwarciowego dla składowej symetrycznej zgodnej w Ω
X_0/X_1	– stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej
I_{nw}	– prąd znamionowy generatora elektrowni wiatrowej
K_r	– stała rozruchu elektrowni wiatrowej
S_{nw}	– moc znamionowa elektrowni wiatrowej
U_{nw}	– napięcie znamionowe elektrowni wiatrowej
X_d'	– reaktancja przejściowa generatora synchronicznego w Ω
Z_{Gw}	– impedancja zastępcza elektrowni wiatrowej

Wstęp

Prawidłowa eksploatacja systemu elektroenergetycznego (SEE) wymaga posiadania wiarygodnych informacji dotyczących wartości prądów zwarcia i innych wielkości zwarciovych charakteryzujących sieć przesyłową (400 kV, 220 kV) i sieć przesyłowo-rozdzielczą 110 kV.

Podstawowy problem to identyfikacja możliwych przekroczeń dopuszczalnych parametrów zwarciovych aparatury łączeniowej, szyn zbiorczych oraz przewodów roboczych i odgromowych. Ma to na celu wyeliminowanie określonych konfiguracji ruchowych systemu prowadzących do niebezpiecznego wzrostu wartości mocy zwarciovych, a z drugiej strony pozwala na właściwy dobór wyżej wymienionych elementów SEE. W procesie inwestycyjnym (budowa oraz modernizacja stacji, linii, wymiana przewodów i aparatury) znajomość zagrożeń zwarciovych umożliwia zaplanowanie wydatków zapewniające ich ekonomicznie uzasadniony poziom, bowiem koszt wszystkich elementów SEE jest silnie uzależniony od ich wytrzymałości zwarcioviej.

Inne ważne zagadnienia to dobór nastawień urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), zapewniający prawidłową identyfikację stanu zakłóceniewego i eliminację uszkodzonych elementów systemu. Dla prawidłowego doboru nastawień urządzeń EAZ znajomość spodziewanych wartości wielkości zwarciovych jest niezbędna. Jest to również istotne z punktu widzenia oceny poprawności działania urządzeń EAZ oraz tworzenia scenariuszy zdarzeń dla analiz poawaryjnych, pozwalających ocenić prawidłowość działania układów zabezpieczeniowych i zweryfikować sposób ich nastawiania.

Kolejne zagadnienia wykorzystujące wyniki obliczeń zwarciovych to oszacowanie zagrożeń związanych z ochroną przeciwporażeniową na stacjach i terenach wokół nich oraz pod liniami przesyłowymi, jak również spełnienie wymagań partnerów zagranicznych odnośnie do wymiany informacji o wielkościach zwarciovych.

Obecnie, w sytuacji, w której infrastruktura SEE służy do realizacji transakcji handlowych zawieranych na rynku energii, istotne jest także prawidłowe określenie ograniczeń technicznych związanych z realizacją tego zadania. Problem polega na tym, aby ograniczeń tych nie sformułować w sposób zbyt restrykcyjny (wiąże się to ze stratami finansowymi), ale również by ich nie lekceważyć, bo doprowadzi to do awarii systemowej o jeszcze większych skutkach finansowych. Problematyka zwarciowa bezpośrednio i pośrednio odgrywa istotną rolę w definiowaniu ograniczeń technicznych przesyłu energii elektrycznej i dlatego ma istotne znaczenie dla wielu zagadnień eksploatacyjnych i ruchowych.

Obliczenia zwarciove są standardowymi obliczeniami inżynierskimi prowadzonymi zarówno przez operatorów sieci elektroenergetycznych, jak też

projektantów i planistów zajmujących się planowaniem i rozbudową systemów elektroenergetycznych. O poprawności wykonania tych obliczeń decydują dwa podstawowe elementy:

- dokładność modelu zwarcioowego analizowanej sieci odpowiadająca sieci rzeczywistej, z uwzględnieniem zasad i uproszczeń dopuszczalnych dla obliczeń zwarcioowych,
- komputerowe narzędzia obliczeniowe używane do analizy zwarcioowej stworzone we właściwy sposób zarówno w sensie metod numerycznych, jak też algorytmów obliczeniowych (konieczność wykorzystania komputerów w obliczeniach zwarcioowych wynika z rozmiaru analizowanych układów sieciowych).

Choć obliczenia zwarcioowe w swojej istocie nie należą do szczególnie skomplikowanych (model zwarcioowy jest modelem liniowym, a w sensie numerycznym obliczenia sprowadzają się do rozwiązania wielowymiarowego układu równań liniowych), to jednak szereg specyficznych czynników powoduje, że wymagają one sporej wiedzy praktycznej z zakresu elektroenergetyki i zrozumienia szczególnej postaci praw elektrotechniki, które znajdują zastosowanie w analizie zwarcioowej.

Szczególnie trudne może okazać się przygotowanie właściwego modelu obliczeniowego, który będzie uwzględniał specyfikę zwarcioową wszystkich elementów wchodzących w skład SEE. Dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej, który obserwujemy na przestrzeni kilku ostatnich lat sprawił, że w modelach obliczeniowych pojawiają się coraz bardziej liczne odnawialne źródła energii (OZE), czyli farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, które wymagają opracowania stosownego modelu zwarcioowego. Źródła te można modelować na różne sposoby. Niniejsza publikacja prezentuje te najczęściej wykorzystywane w programach komputerowych realizujących obliczenia zwarcioowe, przy czym w publikacji skupiono się przede wszystkim na modelowaniu farm wiatrowych pomijając pozostałe źródła OZE, w tym coraz częściej instalowane w SEE farmy fotowoltaiczne, których modele zwarcioowe nie odbiegają znacząco od modeli farm wiatrowych i są obecne w programie zwarciowym SCC opisanym w niniejszej publikacji.

1. Podstawy obliczeń zwarciovych

1.1. Definicje podstawowych wielkości zwarciovych

Zwarcie nazywa się połączenie dwóch lub więcej punktów SEE nieprzewidziane w normalnym stanie pracy, przy czym napięcia zwieranych punktów w stanie normalnym mają różne wartości. Za punkt systemu uważa się również ziemię. Omawiane powyżej połączenie może nastąpić poprzez przedmiot o małej impedancji lub łuk elektryczny [16].

Prąd płynący bezpośrednio do punktu zwarcia nazywany jest *prądem zwarcia*. Wszystkie inne wielkości towarzyszące stanowi zwarcia (napięcia w innych punktach sieci, prądy płynące w elementach sieci lub odpowiadające im moce oraz impedancje mierzone przez przekładniki) nazywane są *wielkościami zwarciovymi*. Obliczenia związane ze stanami zwarcia nazywa się *obliczeniami zwarciovymi*.

Zwarcia można klasyfikować stosując różne kryteria [16]:

- liczba zwartych punktów,
- liczba zaangażowanych faz systemu,
- położenie zwarcia względem konkretnego elementu systemu,
- istnienie w zwarcu impedancji lub jej brak,
- zaangażowania ziemi w zwarcu i inne.

Stosując powyższe klasyfikacje można wyróżnić następujące rodzaje zwarć [16]:

- zwarcia pojedyncze i wielomiejscowe,
- zwarcia symetryczne i niesymetryczne,
- zwarcia jednoczesne i niejednoczesne,
- zwarcia zewnętrzne i wewnętrzne,
- zwarcia trwałe i przemijające,
- zwarcia bezimpedancyjne (zwane metalicznymi lub bezpośrednimi) oraz za pośrednictwem impedancji (zwane zwarciami oporowymi),
- zwarcia doziemne i bez udziału ziemi,
- zwarcia małoprądowe i wielkoprądowe.

Zjawiska zwarciovowe są to stany nieustalone, których dokładna analiza wymaga zastosowania dość skomplikowanego aparatu matematycznego. Można w tym celu wykorzystać programy komputerowe typu EMTP (ang. *Electromagnetic Transients Program*). Przykładowe przebiegi poszczególnych prądów fazowych w funkcji czasu trwania zwarcia, przy zwarcu 3-fazowym na zaciskach generatora synchronicznego, można określić za pomocą zależności:

$$\begin{aligned}
i_{L1} = i_A &= -\frac{U_{fm}}{X_d''} \left[g_3(t) \cos(\omega t + \gamma_0) - e^{-\frac{t}{\tau_a}} \cos \gamma_0 \right], \\
i_{L2} = i_B &= -\frac{U_{fm}}{X_d''} \left[g_3(t) \cos\left(\omega t + \gamma_0 - \frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{\tau_a}} \cos\left(\gamma_0 - \frac{2}{3}\pi\right) \right], \\
i_{L3} = i_C &= -\frac{U_{fm}}{X_d''} \left[g_3(t) \cos\left(\omega t + \gamma_0 - \frac{4}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{\tau_a}} \cos\left(\gamma_0 - \frac{4}{3}\pi\right) \right],
\end{aligned} \quad (1.1)$$

gdzie:

U_{fm} – napięcie fazowe (amplituda),

X_d'' – reaktancja podprześciowa generatora synchronicznego,

$g_3(t) = X_d'' \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{\tau_d''}} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{\tau_d'}} + \frac{1}{X_d} \right]$ – funkcja obrazująca

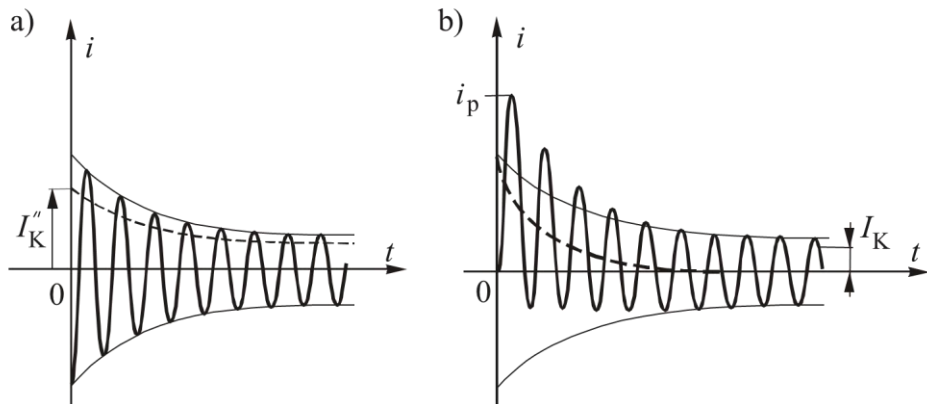
zanikanie składowych okresowych prądu zwarciovego, wynikająca z przejścia pomiędzy stanami: podprześciowym, przejściowym i synchronicznym,

$\tau_d'', \tau_d', \tau_a$ – stałe czasowe zanikania składowej. odpowiednio: okresowej podprześciowej, okresowej przejściowej oraz nieokresowej.

Przebieg prądu zwarciovego określonego zależnością (1.1), w każdej fazie, zależy od kąta γ_0 , przy którym powstaje zwarcie. Kąt ten określa także chwilowe wartości napięć fazowych w momencie powstawania zwarcia. I tak:

- dla $\gamma_0 = \pi/2$ prąd zwarciovych składa się wyłącznie ze składowej okresowej zanikającej ze stałymi czasowymi τ_d'', τ_d' (odpowiednio dla stanu podprześciowego i przejściowego),
- dla $\gamma_0 = 0$ prąd zwarciovych składa się ze składowej okresowej zanikającej ze stałymi czasowymi τ_d'', τ_d' (odpowiednio dla stanu podprześciowego i przejściowego), oraz składowej nieokresowej zanikającej ze stałą czasową τ_a .

Przebieg prądu zwarcia określony zależnością (1.1) zaprezentowano na rys. 1.1.



Rys. 1.1. Przebieg prądu zwarcia określony zależnością (1.1); a) dla $\gamma_0 = \pi/2$;
b) dla $\gamma_0 = 0$ [16]

Składowej okresowej prądu zwarcia można przyporządkować wartość skuteczną równą:

$$I(t) = i_m(t) / \sqrt{2} \quad (1.2)$$

przy czym $i_m(t)$ jest tu wartością maksymalną daną wzorem:

$$i_m'' = \frac{U_{f.m}}{X_d''} \quad (1.3)$$

W pierwszej chwili zwarcia wartość maksymalna odpowiada wartości chwilowej prądu w stanie podprzejściowym $i_m(0) = i_m''$. Po zaniknięciu przebiegów nieustalonych wartość maksymalna dąży do wartości dla stanu ustalonego określonej wzorem (przyjmujemy $i_m(\infty) = i_m^\infty$):

$$i_m^\infty = \frac{U_{f.m}}{X_d} \quad (1.4)$$

przy czym wartość skuteczną tego prądu nazywana jest *ustalonym prądem zwarcia* (rys. 1.1b):

$$I_K = I(\infty) = i_m^\infty / \sqrt{2} \quad (1.5)$$

Wartość skuteczną składowej okresowej prądu zwarciego w pierwszej chwili zwarcia nazywana jest *początkowym prądem zwarcia* (rys. 1.1a):

$$I_K'' = I(0) = i_m'' / \sqrt{2} \quad (1.6)$$

Wartość ta odgrywa istotną rolę w obliczeniach zwarciovych i jest jedną z wielkości charakteryzujących prąd zwarcia. Pierwsza chwila po powstaniu zwarcia nazywana jest *początkowym stanem zwarcia*. Wielkość i_p widoczna na

rys. 1.1b nazywana jest *prądem udarowym*, przy czym spełniona jest nierówność:

$$i_p \geq i_d'' \quad (1.7)$$

Warto tu zauważyć, że w początkowym stanie zwarcia w modelu systemu służącym do wyznaczenia początkowego prądu zwarcia generatory synchroniczne muszą być odwzorowane jako źródła napięcia E_q'' za reaktancją podprzejściową X_d'' .

Prąd zwarciovowy charakteryzowany jest też często w praktyce projektowej za pomocą mocy trójfazowej zdefiniowanej jako iloczyn początkowego prądu zwarciovowego i napięcia znamionowego:

$$S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k'' \quad (1.8)$$

gdzie: U_n – napięcie znamionowe przewodowe.

Tak zdefiniowana moc S_k'' jest nazywana *mocą zwarciovą*.

Należy tu podkreślić, że moc zwarciovą jest wielkością fikcyjną informującą o wartości początkowego prądu zwarcia. Mnożone w zależności (1.8) wielkości, czyli U_n oraz I_k'' , nie występują nigdy jednocześnie. W trakcie zwarcia, gdy pojawia się prąd zwarciovowy, napięcie zwarciovowe jest zwykle dużo mniejsze od znamionowego, a w samym miejscu zwarcia napięcie to jest równe zero (w przypadku zwarcia metalicznego). Tym niemniej, jest to bardzo ważna wielkość, często stosowana jako informacja o warunkach zwarciovych występujących w określonym miejscu sieci.

Jak wynika z zależności (1.1) oraz rys. 1.1, wartość skuteczna prądu zwarciovowego maleje w czasie. Z punktu widzenia aparatów elektrycznych istotna jest wartość skuteczna tego prądu w chwili rozdzielania styków wyłącznika. W tym celu zdefiniowane zostały dwie wielkości, które są wykorzystywane przy doborze aparatury łączeniowej. Są to:

- *prąd zwarciovowy wyłączeniowy symetryczny* I_b – jest to wartość skuteczna jednego pełnego okresu składowej okresowej prądu zwarciovowego w chwili rozdzielania styków bieguna wyłącznika otwierającego się na skutek zwarcia,
- *prąd wyłączeniowy niesymetryczny* $I_{b\text{ asym}}$ – jest to prąd wyłączeniowy symetryczny uzupełniony o składową nieokresową.

W czasie trwania zwarcia prąd zwarciovowy wydziela pewną ilość ciepła proporcjonalną do całki kwadratu jego wartości skutecznej. Następną zatem wielkością charakteryzującą prąd zwarciovowy, wykorzystywaną przy określaniu wytrzymałości cieplnej zwarciovych elementów SEE, jest *zastępczy prąd zwarciovowy cieplny* t_K sekundowy (gdzie wartość t_K określa czas trwania

zwarcia, ewentualnie czas likwidacji zwarcia przez zabezpieczenia). Prąd ten oznacza się jako I_{th} i odpowiada on stałej wartości prądu, który działając w czasie t_K wydziela tyle samo ciepła, co zmieniający się w czasie prąd zwarciovowy.

W praktyce obliczenia zwarciovowe często ograniczają się do wyznaczenia początkowego prądu zwarcia I_K'' , a następnie tylko tych wyżej omówionych wielkości charakterystycznych. Formuły i algorytmy wyznaczania tych wielkości, czyli *prądu udarowego* i_p , *prądu zwarciovowego nieokresowego* i_{dc} , prądów wyłączeniowych: *symetrycznego* I_b i *niesymetrycznego* $I_{b\ asym}$, *zastępczego prądu cieplnego* I_{th} oraz *mocy zwarciovowej* S_K'' są podane w normach: PN-74/E-5002 (stara norma zwarciovowa obowiązująca do lipca 2002 roku) oraz PN-EN 60909 [6] (aktualnie obowiązująca od lipca 2002 roku norma zwarciovowa). Umożliwiają one ocenę i porównanie warunków pracy sieci oraz dobór aparatury pierwotnej i wtórnej, np. urządzeń EAZ.

1.2. Metoda składowych symetrycznych w obliczeniach zwarciovowych

Przy wyznaczaniu charakterystycznych wielkości zwarciovowych korzysta się z *metody składowych symetrycznych* [16]. Wynika to z faktu, że zwarcia w większości przypadków (z wyjątkiem zwarć trójfazowych) wprowadzają niesymetrię do układu trójfazowego analizowanej sieci elektroenergetycznej. Chcąc wyznaczyć wartości wielkości elektrycznych charakteryzujących zwarcie nie możemy w takich przypadkach stosować metod rozwiązywania układów sieci trójfazowych znanych z elektrotechniki, zakładających, że analizowana sieć jest symetryczna. Rozwiązaniem tego problemu jest rozłożenie analizowanego, niesymetrycznego, układu sieci na trzy składowe: składową symetryczną zgodną, składową symetryczną przeciwną oraz składową symetryczną zerową; wyznaczenie wielkości charakteryzujących zwarcie dla każdego, symetrycznego, układu oddzielnie, a następnie ponowne złożenie obwodów dla poszczególnych składowych symetrycznych w jeden układ wyjściowy. Warto przypomnieć w tym miejscu zależności wiążące wartości fazowe napięć i prądów oraz ich składowe symetryczne [16]:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

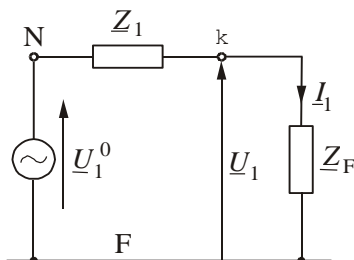
oraz wzory wynikające z (1.9), które pozwalają wyznaczyć wartości prądów i napięć fazowych po wyznaczeniu wartości prądów i napięć dla poszczególnych składowych symetrycznych:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{L1} &= \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{I}_{L2} &= a^2 \underline{I}_1 + a \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{I}_{L3} &= a \underline{I}_1 + a^2 \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \end{aligned} \quad (1.11)$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{L1} &= \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 \\ \underline{U}_{L2} &= a^2 \underline{U}_1 + a \underline{U}_2 + \underline{U}_0 \\ \underline{U}_{L3} &= a \underline{U}_1 + a^2 \underline{U}_2 + \underline{U}_0 \end{aligned} \quad (1.12)$$

Analizując poszczególne rodzaje zwarć tworzy się schematy zastępcze sieci dla poszczególnych składowych symetrycznych. Schematy te łączy się następnie z zastępczą siłą elektromotoryczną, przy czym wzajemne powiązanie schematów dla poszczególnych składowych symetrycznych zależy od rodzaju zwarcia.

W przypadku *zwarcia trójfazowego* (jest to zwarcie symetryczne) w układzie zastępczym występuje tylko schemat dla składowej symetrycznej zgodnej (rys. 1.2).



Rys. 1.2. Układ powiązań schematów dla składowych symetrycznych przy zwarciu trójfazowym [16]

Wartości prądu i napięcia w miejscu zwarcia dla składowej symetrycznej zgodnej można wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= \frac{\underline{U}_1^0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_F} \\ \underline{U}_1 &= \underline{U}_1^0 - \underline{Z}_1 \underline{I}_1 \end{aligned} \quad (1.13)$$

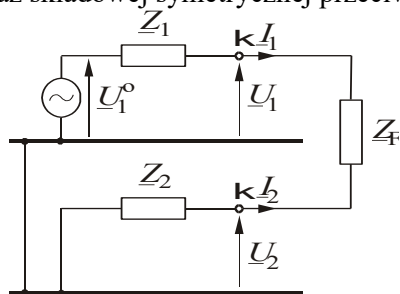
gdzie:

\underline{Z}_1 – impedancja obwodu zastępczego dla składowej zgodnej,

\underline{Z}_F – impedancja przejścia przy zwarciu pośrednim,

\underline{U}_1^0 – napięcie dla składowej zgodnej występujące pomiędzy węzłami uczestniczącymi w zwarceniu (w tym przypadku k oraz N) przed wystąpieniem zwarcia.

W przypadku *zwarcia dwufazowego* (jest to zwarcie niesymetryczne) w układzie zastępczym występują równoległe połączone schematy dla składowej symetrycznej zgodnej oraz składowej symetrycznej przeciwnej (rys. 1.3).



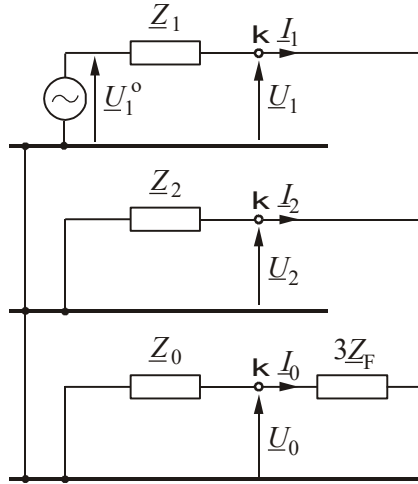
Rys. 1.3. Układ powiązań schematów dla składowych symetrycznych przy zwarceniu dwufazowym [16]

Wartości prądów i napięć w miejscu zwarcia dla poszczególnych składowych symetrycznych można wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 = -\underline{I}_2 &= \frac{\underline{U}_1^0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_F} \\ \underline{U}_1 = \underline{U}_1^0 - \underline{Z}_1 \underline{I}_1 &= \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_F}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_F} \underline{U}_1^0 \\ \underline{U}_2 = -\underline{Z}_2 \underline{I}_2 &= \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_F} \underline{U}_1^0 \end{aligned} \quad (1.14)$$

gdzie: \underline{Z}_2 – impedancja obwodu zastępczego dla składowej przeciwnej.

W przypadku *zwarcia dwufazowego doziemnego* (jest to również zwarcie niesymetryczne) w układzie zastępczym występują równoległe połączone schematy dla wszystkich trzech składowych symetrycznych: zgodnej, przeciwnej oraz zerowej (rys. 1.4).



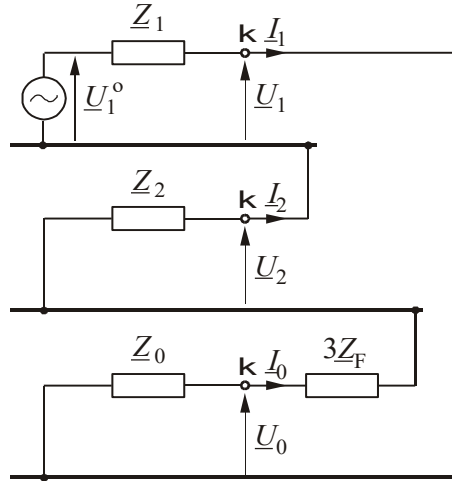
Rys. 1.4. Układ powiązań schematów dla składowych symetrycznych przy zwarciu dwufazowym doziemnym [16]

Wartości prądów i napięć w miejscu zwarcia dla poszczególnych składowych symetrycznych można wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= \frac{U_1^0}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_F)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_F}} \\
 I_2 &= -\frac{Z_0 + 3Z_F}{Z_2 + Z_0 + 3Z_F} I_1 \\
 I_0 &= -\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0 + 3Z_F} I_1 \\
 U_1 &= U_1^0 - Z_1 I_1 \\
 U_2 &= -Z_2 I_2 \\
 U_0 &= -Z_0 I_0
 \end{aligned} \tag{1.15}$$

gdzie: Z_0 – impedancja obwodu zastępczego dla składowej zerowej.

W przypadku *zwarcia jednofazowego doziemnego* (jest to również zwarcie niesymetryczne) w układzie zastępczym występują także wszystkie trzy składowe symetryczne: zgodna, przeciwna oraz zerowa, z tym, że tym razem są one połączone szeregowo (rys. 1.5).



Rys. 1.5. Układ powiązań schematów dla składowych symetrycznych przy zwarciu jednofazowym doziemnym [16]

Wartości prądów i napięć w miejscu zwarcia dla poszczególnych składowych symetrycznych można wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 &= \frac{\underline{U}_1^0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \\
 \underline{U}_1 = \underline{U}_1^0 - \underline{Z}_1 \underline{I}_1 &= \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_1^0 \\
 \underline{U}_2 = -\underline{Z}_2 \underline{I}_2 &= \frac{-\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_1^0 \\
 \underline{U}_0 = -\underline{Z}_0 \underline{I}_0 &= \frac{-\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_1^0
 \end{aligned}
 \tag{1.16}$$

Po wyznaczeniu wartości prądów i napięć dla poszczególnych składowych symetrycznych można łatwo wyznaczyć wartości prądów i napięć fazowych korzystając z zależności (1.11), (1.12). Tak więc obliczenia zwarciove prowadzone metodami uproszczonymi (traktujemy wówczas zwarcia nie jak stany nieustalone tylko jako tzw. stany quasi-ustalone) są dosyć proste i nie wymagają stosowania skomplikowanego aparatu matematycznego. Sprowadzają się do znajomości prawa Ohma. Stosunkowo trudny i pracochłonny może okazać się pierwszy etap obliczeń zwarciowych, czyli:

- wyznaczenie parametrów elementów tworzących sieci (zgodną, przeciwną i zerową),
- budowa samych sieci, jeszcze przed ich przekształceniem i wyznaczeniem impedancji zwarciowych \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 oraz \underline{Z}_0 .

Trudności te zwiększają się wraz ze wzrostem liczby elementów tworzących analizowany system elektroenergetyczny. Warto pamiętać, że sieci przesyłowe najwyższych napięć oraz sieci przesyłowo-rozdzielcze 110 kV mogą liczyć kilka, a nawet kilkanaście tysięcy węzłów. Przykładowo, model sieci krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) liczy około 2500 węzłów. Jeżeli dodatkowo uwzględni się w modelu fakt, że sieć KSE łączy się z SEE krajów Europy Zachodniej to, nawet gdy sieć zewnętrzna zostanie uwzględniona jako tzw. ekwiwalent, liczba węzłów w modelu może wzrosnąć do 7500 węzłów. Dodatkowa trudność może wynikać z braku dostępu do danych pozwalających we właściwy sposób zamodelować poszczególne elementy tak rozległego systemu, jak również odwzorować właściwą topologię sieci. Dlatego też obliczenia zwarciovowe są obecnie realizowane przez specjalistyczne programy komputerowe, które w znaczący sposób ułatwiają pracę z rozbudowanymi modelami SEE.

1.3. Obliczenia zwarciovowe w programach komputerowych

Istnieje kilka metod obliczania prądów zwarciovowych wykorzystywanych w programach komputerowych. Najczęściej wykorzystuje się modelowanie sieci w postaci macierzy admitancyjnej węzłowej oraz metodę faktoryzacji, którą można porównać do matematycznej metody rozwiązywania układów równań liniowych postaci [16]:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (1.17)$$

gdzie: \mathbf{A} – macierz współczynników, \mathbf{x} – wektor wymuszeń, \mathbf{b} – wektor rozwiązań.

Macierz \mathbf{A} w zastosowaniu do obliczeń związanych z analizą pracy sieci SEE ma na ogół następujące właściwości [16]:

- wszystkie elementy diagonalne są różne od zera, czyli:

$$a_{ii} \neq 0 \quad \text{dla } i=1,2,\dots,n \quad (1.18)$$

- macierz jest strukturalnie symetryczna, czyli:
 - w przypadku braku elementu pozadiagonalnego:

$$\text{dla } i \neq j \Rightarrow a_{ij} = a_{ji} = 0 \quad (1.19)$$

- w przypadku istnienia elementu pozadiagonalnego:

$$\text{dla } i \neq j \Rightarrow a_{ij} \neq 0 \text{ i } a_{ji} \neq 0 \quad (1.20)$$

choćby elementy nie muszą być jednakowe.

W przypadku obliczeń zwarciovych układ równań określonych powyższą zależnością przyjmuje następującą postać:

$$\mathbf{YU} = \mathbf{I} \quad (1.21)$$

gdzie: \mathbf{Y} – macierz admitancyjna węzłowa, \mathbf{U} – wektor napięć węzłowych, \mathbf{I} – wektor prądów węzłowych.

Macierz admitancyjna węzłowa \mathbf{Y} spełnia dodatkowo warunek symetrii, czyli:

$$Y_{ij} = Y_{ji} \quad \text{dla } i=1,2,\dots,n \text{ oraz } i \neq j \quad (1.22)$$

oraz jest macierzą rzadką, czyli zawiera od 95% do 97% elementów zerowych. Fakt ten jest zwykle wykorzystywany w programach komputerowych, które od lat wykorzystują tzw. techniki macierzy rzadkich przy modelowaniu i wyznaczaniu wielkości zwarciovych w analizach dużych SEE. Pozwala to oszczędzić wykorzystanie pamięci operacyjnej komputera oraz znacząco przyspieszyć działanie algorytmów obliczeniowych.

W komputerowej analizie zwarć zasadnicze znaczenie ma dostęp do elementów macierzy impedancyjnej węzłowej \mathbf{Z} , która może zostać wyznaczona jako odwrotność macierzy admitancyjnej węzłowej:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1} \quad (1.23)$$

Niestety macierz impedancyjna traci właściwość macierzy rzadkiej (w zasadzie jest macierzą pełną), stąd zwykle w programach zwarciovych unika się bezpośredniego korzystania z zależności (1.23). Algorytm postępowania wynika z faktu, że zwykle analizy zwarciove prowadzone są dla wybranych miejsc w sieci. Analityk zakłada wystąpienie zwarcia w określonym miejscu sieci (węzle) i wyznacza wartości wielkości zwarciovych dla tak wybranego miejsca zwarcia. Tak więc w przypadku zwarcia w wybranym węźle (oznaczymy go jako k), wystarczy wyznaczenie tylko k -tej kolumny macierzy impedancyjnej \mathbf{Z} (k -tą kolumnę oznaczymy jako $\mathbf{Z}_{\bullet,k}$), co pozwala na wyznaczenie zarówno prądów w miejscu zwarcia, jak i rozptywu tego prądu w dowolnie wybranej gałęzi analizowanej sieci SEE. Wyznaczenie k -tej kolumny oznacza rozwiązanie równania liniowego o postaci:

$$\mathbf{YZ}_{\bullet,k} = \mathbf{1}_k \quad (1.24)$$

gdzie: $\mathbf{1}_k$ – macierz jednostkowa (wartość 1 w k -tym wierszu i k -tej kolumnie, pozostałe wartości zerowe).

Jedną z metod rozwiązywania tego typu równań jest metoda rozkładu macierzy na czynniki (faktory), czyli faktoryzacja. W praktyce sprowadza się

ona do wyznaczenia macierzy czynnikowych (lewej \mathbf{L} i prawej \mathbf{R}). Macierze \mathbf{L} , \mathbf{R} noszą nazwę macierzy trójkątnych, co wynika z charakterystycznej struktury tych macierzy. W przypadku macierzy \mathbf{L} (lewej) wszystkie elementy powyżej głównej przekątnej są zerowe, w przypadku macierzy \mathbf{R} (prawej) zerowe wartości mają elementy leżące poniżej głównej przekątnej. Wyznaczanie macierzy czynnikowych jest proceduralnie oddzielone od samej operacji uzyskania rozwiązania. Jednym z najbardziej rozpowszechnionych algorytmów faktoryzacji jest tzw. bifaktoryzacja macierzy [16], która polega na doborze $2n$ macierzy czynnikowych o charakterystycznej budowie (tzw. bifaktorów), spełniających równanie:

$$\mathbf{L}^{(n)} \mathbf{L}^{(n-1)} \mathbf{L}^{(n-2)} \dots \mathbf{L}^{(2)} \mathbf{L}^{(1)} \cdot \mathbf{A} \cdot \mathbf{R}^{(1)} \mathbf{R}^{(2)} \dots \mathbf{R}^{(n-2)} \mathbf{R}^{(n-1)} \mathbf{R}^{(n)} = \mathbf{1} \quad (1.25)$$

Można udowodnić, że spełniona jest następująca zależność:

$$\mathbf{R}^{(1)} \mathbf{R}^{(2)} \dots \mathbf{R}^{(n-2)} \mathbf{R}^{(n-1)} \mathbf{R}^{(n)} \mathbf{L}^{(n)} \mathbf{L}^{(n-1)} \mathbf{L}^{(n-2)} \dots \mathbf{L}^{(2)} \mathbf{L}^{(1)} = \mathbf{A}^{-1} \quad (1.26)$$

Tak więc poszukiwana macierz odwrotna jest równa iloczynowi $2n$ czynników (gdzie n jest liczbą węzłów sieci). Zależności (1.25), (1.26) prezentują rozważania ogólne na temat faktoryzacji, ale jeżeli w miejsce macierzy \mathbf{A} podstawimy macierz admitancyjną węzłową \mathbf{Y} wówczas macierzą odwrotną będzie poszukiwana macierz impedancyjna węzłowa \mathbf{Z} .

Zwykle w komputerowych programach zwarciovych algorytm realizujący faktyczne rozwiązanie omawianego układu równań dzieli się na dwa etapy [16]:

- **podstawienie proste**, w którym uzyskiwany jest wektor rozwiązań pośrednich:

$$\mathbf{x}' = \mathbf{L}^{(n)} \mathbf{L}^{(n-1)} \mathbf{L}^{(n-2)} \dots \mathbf{L}^{(2)} \mathbf{L}^{(1)} \cdot \mathbf{b} \quad (1.27)$$

- **podstawienie odwrotne**, w którym wyznacza się ostateczną postać wektora rozwiązań (jedną kolumnę macierzy impedancyjnej węzłowej):

$$\mathbf{x} = \mathbf{R}^{(1)} \mathbf{R}^{(2)} \dots \mathbf{R}^{(n-2)} \mathbf{R}^{(n-1)} \mathbf{R}^{(n)} \cdot \mathbf{x}' \quad (1.28)$$

Możliwe jest takie zorganizowanie procesów podstawienia prostego i odwrotnego, że łącznie stanowią one zaledwie ułamek czasu potrzebnego na przeprowadzenie faktoryzacji. Przygotowane wcześniej faktory mogą być przechowywane w zasobach komputera, o ile nie zaszła zmiana w strukturze bądź wartości elementów macierzy admitancyjnej. Tym samym metoda faktoryzacji macierzy wraz z operacjami podstawienia prostego i odwrotnego może być wykorzystana do wyznaczania wybranych kolumn macierzy impedancyjnej, w procesie obliczeń zwarciovych w trakcie całej analizy, dla różnych wybranych lokalizacji zwarć w sieci SEE.

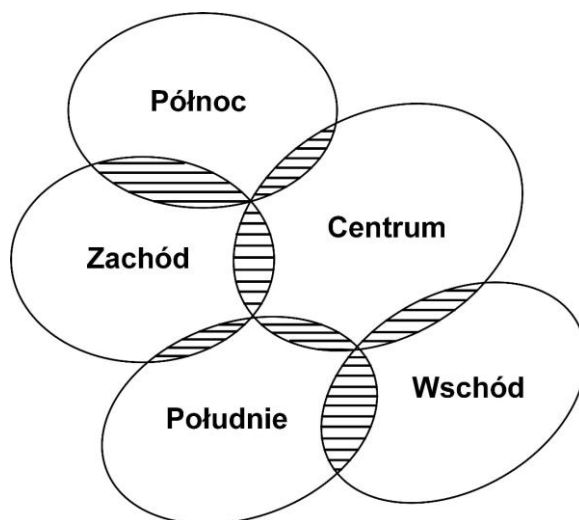
Po wyznaczeniu k -tej kolumny macierzy impedancyjnej obliczenie wartości prądów zwarciovych, mocy zwarciowej i innych parametrów zwarciovych jest już prostą sprawą. Jak już wspomniano opiera się w zasadzie na znajomości

prawa Ohma i typowych zależności opisywanych w normach. Należy tylko dla poszczególnych rodzajów zwarć odpowiednio zestawić impedancje dla poszczególnych składowych symetrycznych.

Warunkiem koniecznym uzyskania prawidłowych wyników analizy zwarciowej jest prawidłowe zbudowanie modelu obliczeniowego w postaci macierzy admitancyjnej węzłowej \mathbf{Y} .

2. Jednolity model zwarciovy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Modele zwarciovy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego tworzone są zarówno na poziomie przedsiębiorstwa Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) w Konstancinie-Jeziornie, jak też w Zamiejscowych Komórkach Organizacyjnych (ZKO) PSE S.A. – w Warszawie (Centrum), Radomiu (Wschód), Katowicach (Południe), Poznaniu (Zachód) i Bydgoszczy (Północ). Ponieważ w sensie ilościowym największa liczba elementów systemu odpowiada sieci 110 kV, istotne części pełnego modelu zwarciovy sieci tworzone są właśnie w ZKO. Na poziomie ZKO są również wprowadzane szczegóły modeli poszczególnych elementów, które z punktu widzenia PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornie mogą nie być zauważalne. W związku z powyższym, funkcjonalny schemat danych tworzących model zwarciovy sieci KSE ma postać pokazaną na rys. 2.1.



Rys. 2.1. Funkcjonalny schemat danych tworzących model zwarciovy sieci KSE; widoczne są obszary modelowane przez poszczególne ZKO PSE S.A.

Utworzenie jednolitego modelu zwarciovy wymaga wielostronnych uzgodnień pomiędzy poszczególnymi ZKO oraz PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornie, co jest zadaniem trudnym i wymagającym często wielokrotnych iteracji.

2.1. Modele cząstkowe

Według pomysłu pracowników Politechniki Lubelskiej, zrealizowanego po raz pierwszy w 2015 roku, jednolity model zwarciovy KSE tworzony jest za pomocą specjalnego oprogramowania komputerowego, które „nakłada” na

siebie poszczególne modele terenowe oraz dokonuje uzgodnień parametrów tych elementów. Operacja łączenia modeli zwana żargonowo „mergingiem” (od angielskiego słowa *merge* – łączyć) powinna być jednak co jakiś czas powtarzana, gdyż modele terenowe sieci ulegają zmianie, co nie zawsze znajduje odzwierciedlenie w jednolitym modelu sieci. Podkreślić należy, że złożoność procesu łączenia modeli obszarowych w jednolity model zwarciowy sprawia, że nie jest możliwa realizacja tego procesu w sposób w pełni automatyczny. Niemal na każdym etapie wymagane jest podejmowanie pewnych decyzji przez operatora kierującego procesem łączenia oraz osoby oddelegowane do realizacji tego procesu z poszczególnych ZKO. Najwięcej uwagi należy poświęcić elementom granicznym, łączącym poszczególne sieci obszarowe.

2.2. Integracja modeli cząstkowych

Integracja modeli cząstkowych wymaga pozyskania z poszczególnych komórek ZKO PSE S.A. pełnych modeli zwarciowych zawierających dokładnie zamodelowaną sieć właściwą danemu ZKO oraz pozostałą część modelu zwarciowego KSE wraz z elementami granicznymi wychodzącymi poza ten obszar do sieci właściwych sąsiadnym ZKO.

W pierwszym etapie procesu integracji należy dokonać wydzielenia sieci cząstkowych z modeli przekazanych przez poszczególne ZKO. W tym celu wykorzystuje się specjalną funkcję programu SCC (komputerowy program zwarciowy autorstwa Politechniki Lubelskiej – nazwa to skrót pochodzący z angielskiego „*Short-Circuit Calculations*”), która umożliwia identyfikację elementów modelu przynależnych do właściwego ZKO i jednocześnie pozwala na identyfikację tych elementów, które leżą na granicy z sąsiednimi ZKO. Modele obszarowe zapisywane są w plikach zgodnych z formatem SCC/KDM, przy czym wprowadzone przez program SCC do tych plików linie komentarza ułatwiają wyodrębnienie sieci wewnętrznej danego ZKO oraz elementów granicznych. W taki sposób uzyskuje się pięć kompletów plików z danymi opisującymi modele obszarowe wraz z elementami granicznymi oraz komplet szósty, obejmujący fragmenty sieci zagranicznej.

Zakładając, że modele cząstkowe uzyskane z ZKO są poprawne, formalnego sprawdzenia i uzgodnienia poprawności danych wymagają elementy znajdujące się na granicach poszczególnych ZKO. W celu przeprowadzenia tych uzgodnień opracowano, na podstawie plików opisujących dane obszarowe wygenerowanych przez program SCC, specjalne arkusze w programie Excel, które następnie zostają przesłane do poszczególnych ZKO z prośbą o ich uzupełnienie. Struktura arkuszy, jednakowa dla każdego ZKO, jest następująca:

- Kod linii – nazwa kodowa linii znajdującej się na granicy modeli obszarowych,

- Węzeł z ZKO A – nazwa kodowa węzła krańcowego linii przynależnego do ZKO, do którego przesłano arkusz uzgodnień,
- Węzeł z ZKO sąsiedniego – nazwa kodowa węzła krańcowego linii przynależnego do ZKO sąsiedniego,
- Model z ZKO A (TAK/NIE) – najważniejsza, z punktu widzenia celu jego utworzenia, część arkusza, umożliwiająca przypisanie modelu elementu granicznego do konkretnego ZKO; tą rubrykę wypełniają osoby oddelegowane z poszczególnych ZKO: wpis TAK oznacza, że to ZKO A odpowiada za poprawność modelu elementu granicznego, natomiast wpis NIE oznacza, że element ten jest dokładnie modelowany przez ZKO sąsiedni (dopuszczalne są także inne wpisy, np. ½, w przypadku gdy za modelowanie odpowiedzialne są obydwa ZKO – w takich przypadkach konieczny jest jednak odpowiedni wpis w rubryce Uwagi),
- Uwagi – dodatkowe uwagi, które mogą dotyczyć różnych aspektów związanych z modelowaniem (zgodności nazw kodowych, podziału na odcinki, czy też parametrów elektrycznych elementów granicznych),
- Opinia sąsiada – wpis ZGODNA oznacza, że z obydwu ZKO przyszły zgodne oświadczenia odnośnie odpowiedzialności za dokładne modelowanie elementu granicznego; wpis NIEZGODNA oznacza, że oświadczenia nie są zgodne, co może świadczyć o tym, że obydwa ZKO biorą odpowiedzialność za modelowanie elementu granicznego, lub że żaden z ZKO nie bierze odpowiedzialności za modelowanie elementu granicznego; w rubryce tej może także pojawić się wpis BRAK świadczący o tym, że linia graniczna występuje tylko w modelu jednego ZKO oraz wpis WEWNĘTRZNA w przypadku linii podzielonych na odcinki, gdzie graniczny węzeł fikcyjny przynależy do jednego z ZKO,
- Zgodność parametrów w modelach obszarowych – wykrycie przypadków niezgodności oświadczeń dotyczących odpowiedzialności za modelowanie elementów granicznych powoduje konieczność oceny zgodności parametrów linii granicznych w modelach przekazanych przez poszczególne ZKO; zgodność tych parametrów oznacza, że brak zgodności oświadczeń przestaje mieć znaczenie – w przypadku, gdy parametry się różnią konieczne stają się dodatkowe uzgodnienia,
- Węzeł fikcyjny oraz Kody odcinków – parametry, które pozwalają na dokładne zidentyfikowanie linii granicznych, w przypadku, gdy są one podzielone na odcinki.

Zdarza się, że już na etapie przygotowania cząstkowych modeli obszarowych wykrytych jest szereg błędów w modelach dostarczonych przez poszczególne ZKO. W związku z powyższym, w arkuszu uzgodnień pojawia się kolejna tabela

zatytułowana: „Prawdopodobnie błędnie zidentyfikowane elementy graniczne”. Struktura tej tabeli, także jednakowa dla każdego ZKO, jest następująca:

- Kod linii – nazwa kodowa linii znajdującej się na granicy modeli obszarowych,
- Węzeł z ZKO A – nazwa kodowa węzła krańcowego linii przynależnego do ZKO, do którego przesłano arkusz uzgodnień,
- Węzeł z ZKO sąsiedniego – nazwa kodowa węzła krańcowego linii przynależnego do ZKO sąsiedniego,
- Przyczyna błędu – komentarz pracowników Politechniki Lubelskiej informujący o prawdopodobnej przyczynie błędu,
- Akceptacja (TAK/NIE) – tutaj oczekiwane jest potwierdzenie osób oddelegowanych z poszczególnych ZKO, że opisywana sytuacja jest faktycznie błędem (TAK) lub, że należy potraktować ją jako obowiązującą (NIE),
- Uwagi – w rubryce uwagi można wpisać dodatkowy komentarz, np. sugerujący sposób naprawy zaistniałych błędów.

Wylimitowanie wszystkich błędów i niezgodności pozwala utworzyć scalony, jednolity model zwarciový KSE, przy czym na tym etapie model ten będzie poprawny z organizacyjnego punktu widzenia. Warto poddać go weryfikacji i dopiero wtedy będzie można mieć pewność, że wyniki obliczeń zwarciových będą poprawne.

2.3. Weryfikacja modelu zwarciových KSE

2.3.1. Uwagi ogólne

Każdy model zwarciových powinien podlegać weryfikacji. Może ona być prowadzona na różne sposoby. Jeśli użytkownik dysponuje modelem, który był wcześniej używany, to weryfikacja może następować poprzez porównanie wyników uzyskanych za pomocą „starego” i „nowego” modelu. Jeśli w szczególności uzyskane wyniki różnią się między sobą co do liczby węzłów lub też wartości prądów, co do mocy zwarciových lub impedancji węzlových, wymaga to weryfikacji i sprawdzenia. Ważnym sposobem sprawdzenia poprawności procesu obliczeniowego jest kontrola bilansu prądów zwarcia (prąd całkowity równy sumie prądów udziałowých), co jest w zasadzie sprawdzeniem spełnienia pierwszego prawa Kirchhoffa dla rozpatrywanej lokalizacji miejsca zwarcia. W praktyce, wyłowienie ewentualnych pomyłek w modelach zwarciových elementów na podstawie wyników obliczeń wymaga od osoby prowadzącej obliczenia sporego doświadczenia. Nie można też wykluczyć, że dany program zwarciových (w przypadku Politechniki Lubelskiej będzie to program SCC) może nie obsługiwać we właściwy sposób specyficznych

przypadków obliczeń zwarciovych. Weryfikacja wyników służy także wyłowieniu ułomności oprogramowania, która może ujawnić się nawet po dłuższym okresie jego użytkowania.

2.3.2. Weryfikacja modelu na podstawie wyników obliczeń zwarciovych i analiza stosunku X_0/X_1

W ramach weryfikacji poprawności modelu zwarciovego po scaleniu modeli obszarowych należy wykonać obliczenia zwarciove dla kilku wybranych lokalizacji miejsca zwarcia. Obliczenia należy wykonać na modelu scalonym, jak również na modelach pierwotnie przesłanych przez poszczególne ZKO. Wybór lokalizacji miejsc zwarcia ma na celu wyodrębnienie węzłów wewnętrznych danego ZKO (w tym przypadku wyniki obliczeń zwarciovych wykonanych na poszczególnych modelach nie powinny się różnić) oraz węzłów granicznych (w tym przypadku różnice wyników mogą wystąpić).

W tab. 2.1 zaprezentowano wyniki obliczeń zwarciovych wykonanych dla wybranych węzłów jednego z ZKO. Z uwagi na wrażliwość danych nazwy węzłów, jak również nazwa ZKO zostały zmienione.

Tab. 2.1. Zestawienie wyników obliczeń zwarciovych dla węzłów z modelu ZKO

Nazwa węzła	model z ZKO				model po scaleniu				rozbieżność	
	S_k	I_{k3}	I_{k1}	X_0/X_1	S_k	I_{k3}	I_{k1}	X_0/X_1	δI_{k3}	δI_{k1}
-	MVA	A	A	-	MVA	A	A	-	%	%
AAA111	1502	7886	6280	1,80	1507	7907	6289	1,80	0,27%	0,14%
AAA121	1503	7888	6281	1,80	1507	7910	6291	1,80	0,28%	0,16%
AAA211	10148	26632	26280	1,03	10358	27184	26643	1,05	2,07%	1,38%
AAA221	10149	26633	26280	1,03	10359	27185	26644	1,05	2,07%	1,39%
AAA411	13676	19740	25789	0,29	14072	20312	26440	0,30	2,90%	2,52%
AAA421	13676	19739	25789	0,29	14072	20312	26440	0,28	2,90%	2,52%
BBB111	4002	21003	20579	1,06	4028	21140	20666	1,07	0,65%	0,42%
BBB121	3399	17842	20040	0,68	3420	17949	20130	0,68	0,60%	0,45%
BBB411	11107	16031	15946	1,01	11319	16337	16145	1,03	1,91%	1,25%

gdzie: S_k – moc zwarciova, I_{k3} – prąd zwarcia trójfazowego, I_{k1} – prąd zwarcia jednofazowego, X_0/X_1 – stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej.

Można zauważyć, że różnice pomiędzy wynikami obliczeń zwarciovych wykonanych na modelu scalonym oraz na modelach pochodzących od wybranego ZKO dla większości prezentowanych przypadków lokalizacji miejsc zwarcia nie przekraczają 3%.

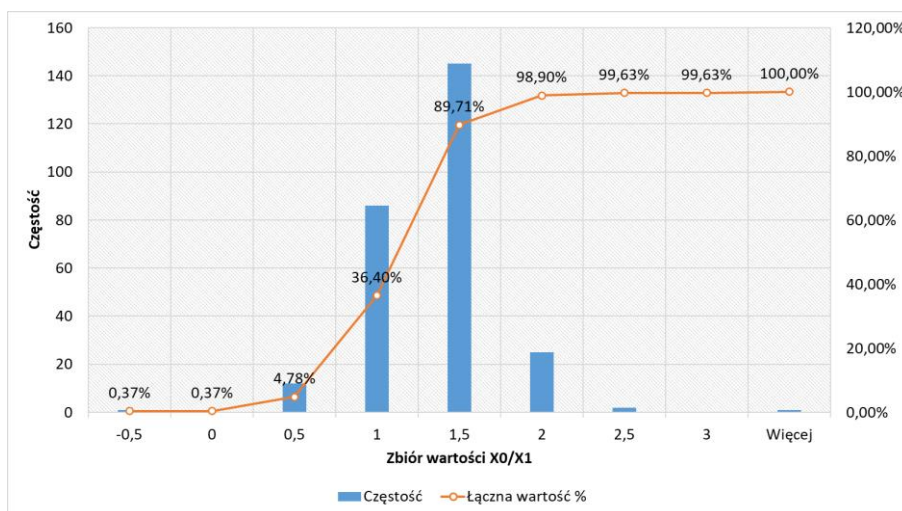
2.3.3. Analiza wartości stosunku reaktancji X_0/X_1

W przypadku sieci przesyłowej KSE, czyli węzłów na poziomie napięć 400 kV i 220 kV, oczekiwane jest spełnienie warunku:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad (2.1)$$

Na 272 zbadanych lokalizacji miejsc zwarcia w 174 przypadkach warunek (2.1) spełniony jest dokładnie. Kolejnych 80 przypadków to wartości X_0/X_1 w przedziale $<0,6 \div 1$), które można uznać za dopuszczalne. Wyjaśnienia wymagają pozostałe przypadki, w których współczynnik X_0/X_1 przyjmuje wartości poniżej 0,5. Można zwrócić uwagę na poprawność modelowania jednostek transformatorowych przyłączonych do tych lokalizacji lub poprawność modeli źródeł OZE, które również mogły zostać przyłączone do określonych węzłów.

Na rys. 2.1 zaprezentowano histogram podsumowujący wyniki analizy wartości X_0/X_1 przeprowadzonej dla sieci KSE, przy czym częstość określa liczbę węzłów, w których wartości X_0/X_1 mieszczą się w określonym przedziale.



Rys. 2.2. Analiza wartości X_0/X_1 dla sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV KSE

2.4. Pułapki modelowania wewnętrznych sieci obszarowych 110 kV

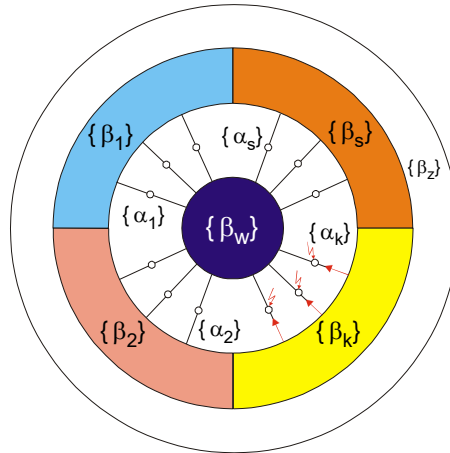
Problemy modelowania sieci 110 kV wynikają głównie z faktu, że sieć ta wchodzi w skład bardziej rozbudowanego SEE. Łączy się ona bowiem z siecią przesyłową 400 kV, 220 kV oraz z siecią 110 kV sąsiednich Spółek Dystrybucyjnych.

Powstaje zatem pytanie, czy dla potrzeb obliczeń zwarciovych:

- wystarczy zamodelować sieć 110 kV analizowanej Spółki Dystrybucyjnej, wyciętą z pełnego modelu KSE, a następnie:

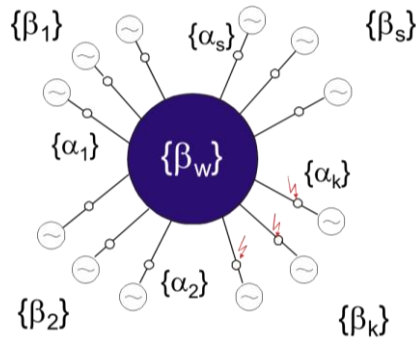
- dodać udziały mocy zwarciowej w węzłach granicznych,
- uzupełnić ekwiwalentem sieci zewnętrznej,
- czy też trzeba modelować cały KSE.

Proces „wycinania” modelu sieci 110 kV analizowanej Spółki Dystrybucyjnej z pełnego modelu KSE zilustrowano na rys. 2.3. Zbiór węzłów tworzących tzw. obszar zainteresowania, czyli obszar sieci 110 kV analizowanej Spółki Dystrybucyjnej oznaczono jako $\{\beta_w\}$. Obszar ten łączy się z obszarami sąsiednich Spółek Dystrybucyjnych $\{\beta_1\}, \{\beta_2\} \dots \{\beta_k\}, \{\beta_s\}$ poprzez węzły graniczne, których zbiory oznaczone są odpowiednio jako $\{\alpha_1\}, \{\alpha_2\} \dots \{\alpha_k\}, \{\alpha_s\}$. Pozostałą część modelu sieci KSE oznaczono jako $\{\beta_z\}$.



Rys. 2.3. Ilustracja procesu wycinania modelu sieci 110 kV

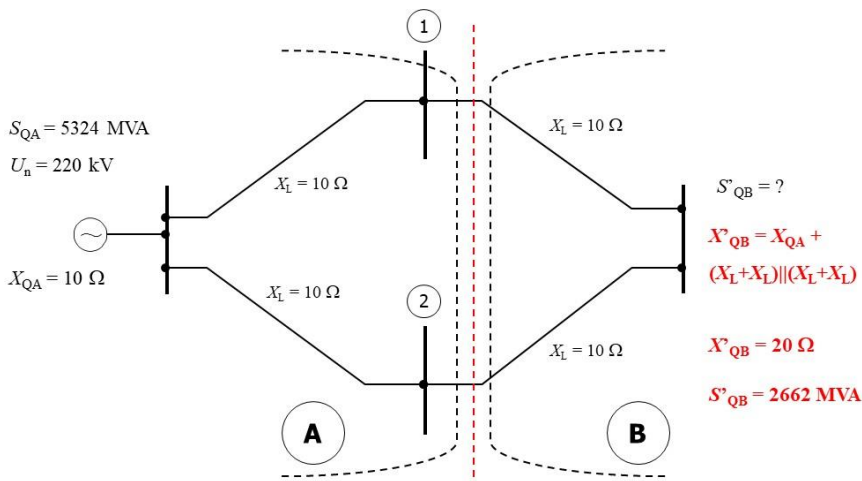
Idea tworzenia modelu polega na odcięciu obszaru zainteresowania od sieci zewnętrznych w węzłach granicznych i zastąpieniu połączeń zewnętrznych udziałami mocy zwarciowych, dobranych w taki sposób, aby wyniki obliczeń zwarciowych w obszarze zainteresowania były takie same, jak w przypadku pełnego modelu sieci. Wyznaczając wartości zastępczych mocy zwarciowych należy pamiętać, aby całkowicie odciąć obszar zainteresowania od sieci zewnętrznej, następnie wykonać obliczenia zwarciowe dla wszystkich węzłów granicznych ze zbioru $\{\alpha_1\}, \{\alpha_2\} \dots \{\alpha_k\}, \{\alpha_s\}$ i na podstawie tak wyznaczonych wartości mocy zwarciowych do węzłów granicznych włączyć zastępcze źródła wyrzucając jednocześnie całą sieć zewnętrzną, co ilustruje rys. 2.4.



Rys. 2.4. Odcięcie sieci zewnętrznej i zastąpienie jej zastępczymi źródłami mocy zwarciowej

Przykład 2.1

Przykład obliczeniowy pokazuje, że do procesu tworzenia zastępczych modeli zwarciowych należy podchodzić bardzo ostrożnie. Na rys. 2.5 pokazano prosty schemat pełnej sieci, w której wyróżniono dwa obszary. Obszar oznaczony jako A stanowi sieć zewnętrzną, natomiast obszar oznaczony jako B jest obszarem zainteresowania. Węzły 1 oraz 2 są węzłami granicznymi (należy zwrócić uwagę, że są to węzły po stronie obszaru zewnętrznego). Wartości liczbowe mocy zwarciowej i reaktancji linii zostały tak dobrane, by łatwo można było obliczyć wartości zastępczej reaktancji zwarciowej oraz wartości mocy zwarciowej w wybranym punkcie sieci w obszarze zainteresowania.

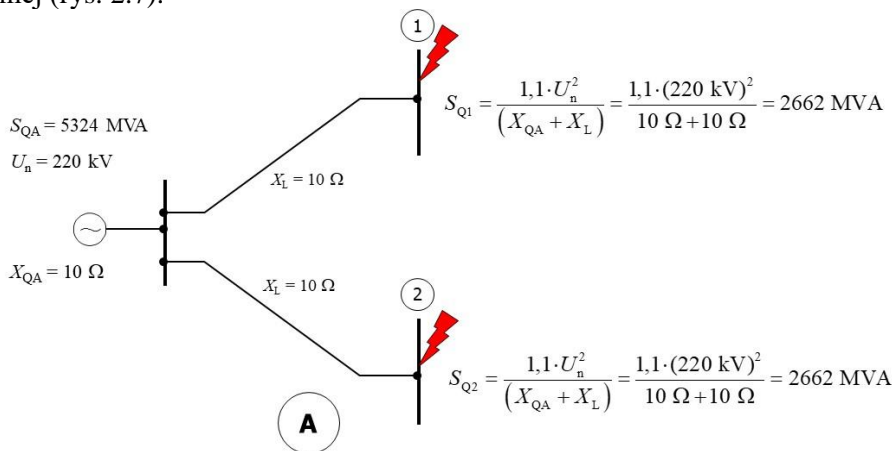


Rys. 2.5. Schemat sieci pełnej w przykładzie obliczeniowym, A – sieć zewnętrzna, B – obszar zainteresowania

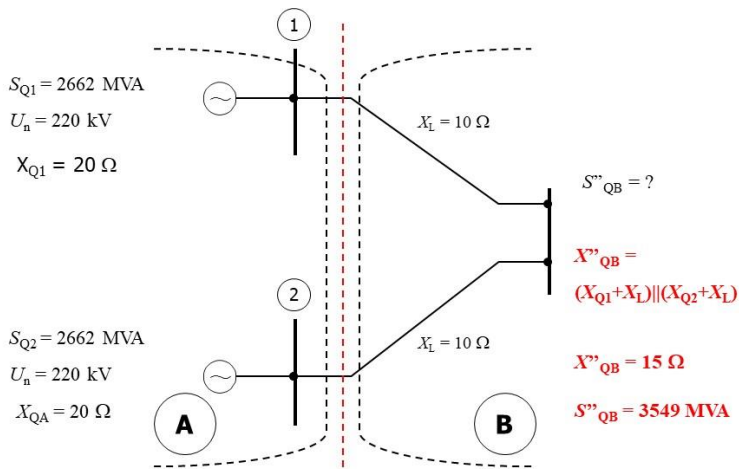
Obliczenia dla pełnej sieci przykładu obliczeniowego wykazały, że reaktancja zwarciowa widziana z węzła wewnętrznego sieci obszaru B jest

równa $X'_{QB} = 20 \Omega$. Odpowiadająca tej reaktancji moc zwarciova przy zwarciu w węzle wewnętrznym jest równa $S''_{QB} = 2662 \text{ MVA}$. Zgodnie z omówioną powyżej procedurą przygotowania modelu sieci wewnętrznej należy odciąć obszar zainteresowania od węzłów granicznych, a następnie wykonać obliczenia zwarciove w każdym z węzłów granicznych, co ilustruje rys. 2.6.

Moce zwarciove wyznaczone w tym kroku, dla każdego z węzłów granicznych określają parametry źródeł zastępczych, które włączone do tych węzłów będą odwzorowywały oddziaływanie sieci zewnętrznej na obszar zainteresowania. Dla tak przygotowanego modelu można następnie wykonać obliczenia zwarciove i porównać wyniki z wynikami uzyskanymi dla sieci pełnej (rys. 2.7).



Rys. 2.6. Proces przygotowania modelu sieci obszaru zainteresowania w przykładzie obliczeniowym



Rys. 2.7. Wyniki obliczeń zwarciowych uzyskane na modelu zastępczym w przykładzie obliczeniowym

Z rys. 2.7 wynika, że reaktancja zwarciova widziana z węzła wewnętrznego sieci obszaru zainteresowania (B) jest równa $X''_{QB} = 15 \Omega$, natomiast odpowiadająca tej reaktancji moc zwarciova przy zwarciovu w węźle wewnętrznym jest równa $S''_{QB} = 3549 \text{ MVA}$. Wyniki obliczeń odbiegają od tych, które zostały uzyskane dla sieci pełnej. Różnica jest dosyć znaczna, a błąd wynosi:

$$\delta_{\%} = \frac{S''_{QB} - S'_{QB}}{S'_{QB}} = \frac{3549 \text{ MVA} - 2662 \text{ MVA}}{2662 \text{ MVA}} \cdot 100\% = 33,3\%$$

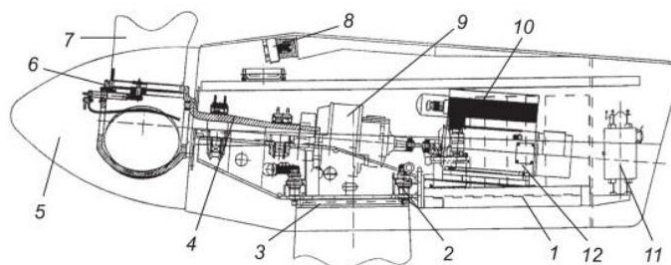
Może to wpłynąć na decyzje projektowe podejmowane na podstawie tak uzyskanych wyników obliczeń zwarciowych.

Oczywiście nie oznacza to, że tylko obliczenia wykonywane dla pełnego modelu sieci są obliczeniami dokładnymi. Niewątpliwie ważne jest natomiast to, by w sposób właściwy przygotować model zwarciovy analizowanego SEE począwszy od modeli poszczególnych jego elementów, na właściwym odwzorowaniu topologii skończywszy.

Przykład 2.1 pokazuje wyraźnie, jak ważną rolę w procesie obliczeniowym zajmuje modelowanie. Poprawnie zbudowany model zwarciovy jest gwarantem poprawności uzyskiwanych wyników. Dotyczy to zarówno modeli SEE jako całości, jak również modeli poszczególnych jego elementów. W ciągu ostatnich kilku lat obserwuje się gwałtowny rozwój energetyki odnawialnej. W sieci, na każdym poziomie jej napięcia, pojawiają się nowe źródła (wiatrowe, fotowoltaiczne i inne), których charakterystyka, także w zakresie zachowania w trakcie trwania zwarcia, odbiega znacznie od źródeł konwencjonalnych [18, 19]. Ważne jest, by specyfikę tych źródeł uwzględnić w modelach zwarciowych.

3. Sposoby modelowania farm wiatrowych

W energetyce wiatrowej stosuje się obecnie generatory dwóch rodzajów. Maszyny indukcyjne (asynchroniczne) dwustronnie zasilane, opisywane skrótowo jako DFIG (ang. *Double Feed Induction Generator*) oraz maszyny synchroniczne, w skrócie FC (ang. *Full Converter*), nazywane tak z uwagi na pracę generatora z SEE za pośrednictwem przekształtnika. Obszerne raporty dotyczące zachowania się tych generatorów w stanie zwarcia przedstawiły między innymi firmy Nordex [20], Vestas [25] oraz Enercon [1, 13]. Można przyjąć, że zachowanie to jest podobne także w przypadku generatorów innych firm. Jako podstawę modelowania farm wiatrowych w programie zwarciovym można zatem uwzględnić dwa podstawowe typy elektrowni wiatrowych: DFIG (rys. 3.1, rys. 3.2) oraz FC (rys. 3.3, rys. 3.4).

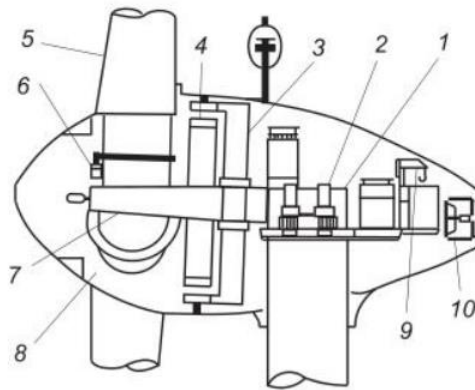


Rys. 3.1. Gondola elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym typu DFIG firmy Vestas [18]: 1 – fundament generatora, 2 – siłownik układu pozycjonującego gondolę, 3 – pierścień obrotowy gondoli, 4 – wał wirnika, 5 – osłona przednia, 6 – siłownik pozycjonujący łopatę wirnika, 7 – łopata wirnika, 8 – chłodnica oleju, 9 – przekładnia mechaniczna, 10 – regulator generatora z przekształtnikiem, 11 – transformator blokowy, 12 – generator asynchroniczny



Rys. 3.2. Zdjęcie gondoli elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym typu DFIG Vestas V90 3 MW [25]

Analizę zjawisk zwarciovych dla potrzeb praktyki inżynierskiej określa, dla maszyn indukcyjnych oraz synchronicznych z przekształtnikami, norma zwarciova PN-EN 60909 [6]. Chodzi w niej co prawda o silniki, jednak w przypadku uproszczonych metod modelowania zwarciovego generatorów nie powinno się ono różnić zasadniczo od podejścia opisanego w w/w normie. Wydaje się jednak, że tak uproszczone podejście nie oddaje istoty zjawisk związanych z generatorami elektrowni wiatrovych. Stąd poszukiwanie innych rozwiązań w zakresie modelowania farm wiatrovych w programach realizujących obliczenia zwarciove w sieciach SEE.



Rys. 3.3. Gondola elektrowni wiatrowej z generatorem synchronicznym typu FC firmy Enercon [18]: 1 – fundament generatora, 2 – silownik układu pozycjonującego gondolę, 3 – stator generatora synchronicznego, 4 – wirnik generatora synchronicznego, 5 – łopata wirnika, 6 – silownik pozycjonujący łopatę wirnika, 7 – wirnik, 8 – osłona przednia, 9 – dźwig serwisowy, 10 – chłodnica



Rys. 3.4. Zdjęcie gondoli elektrowni wiatrowej z generatorem synchronicznym typu FC Enercon E82 2 MW [25]

Opisując w kolejnych podrozdziałach poszczególne sposoby modelowania farm wiatrowych przyjęto, że termin *elektrownia wiatrowa* dotyczy pojedynczego generatora (pojedynczej siłowni wiatrowej, potocznie wiatraka). Pojęcie *grupa elektrowni wiatrowych* dotyczy zespołu elektrowni wiatrowych przyłączonych poprzez wspólną sieć i transformator WN/SN do sieci SEE. *Farma wiatrowa* to z kolei układ składający się z jednej lub wielu grup elektrowni wiatrowych.

3.1. Modele uproszczone farm wiatrowych

Modele uproszczone wprowadza się między innymi po to, aby ułatwić użytkownikowi programu zwarciovego 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 – ang. *Point of Common Connection*, odczep lub wcięcie w istniejącą linię), a następnie przyjęcie szeregu założeń upraszczających dotyczących struktury farmy. Są one następujące:

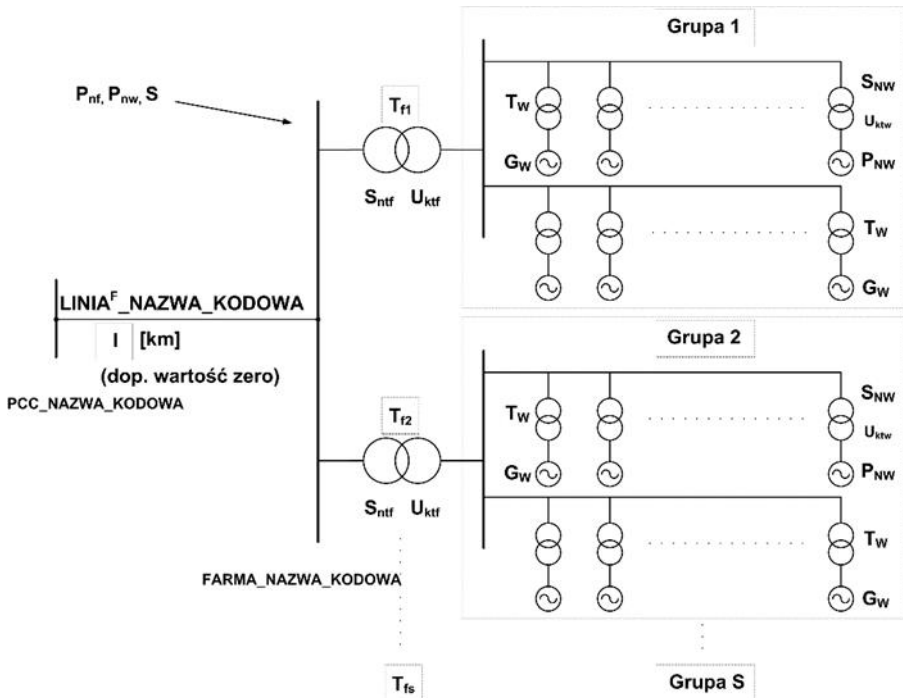
- farma o zadeklarowanej mocy P_{nf} składa się z określonej liczby wiatraków (elektrowni wiatrowych) o takiej samej mocy P_{nw} ,
- wiatraki są przyłączone do sieci za pośrednictwem zadanej (oznaczonej symbolem s) liczby transformatorów blokowych WN/SN, przy czym do każdego transformatora przyłączona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

Poniżej przedstawiono opis wielkości wejściowych wymaganych (należy koniecznie je podać) oraz szacownych (algorytm zaimplementowany w programie zwarciovym potrafi je określić na podstawie wielkości wymaganych) do określenia uproszczonego modelu farmy wiatrowej. Na rys. 3.5 zaprezentowano schemat rozległej farmy wiatrowej ilustrujący powyższe rozważania.

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 wiatrowej,
- P_{nf} – moc farmy w MW (może być określona także jak moc pozorna S_{nf} w MVA),

- P_{nw} – moc znamionowa elektrowni wiatrowej (w wariancie uproszczonym zakłada się jedną wartość dla całej farmy) w MW (może być określona także jak moc pozorna S_{nw} w MVA),
- s – liczba grup elektrowni (odpowiada liczbie transformatorów WN/SN w GPZ farmy – rys. 3.5),
- l – długość linii łączącej PCC i GPZ farmy w km (możliwe jest przyjęcie wartości równej zero, co oznacza bezpośrednie przyłączenie farmy do PCC),
- t_{yp} – typ generatora elektrowni (wybór spośród dwóch możliwości DFIG – generator indukcyjny dwustronnie zasilany, FC – generator synchroniczny zasilany przez przekształtnik).



Rys. 3.5. Schemat rozległej farmy wiatrowej z podziałem na s grup

Wielkości wejściowe szacowane

- S_{ntf} – moc znamionowa transformatora farmy w MVA,

$$S_{ntf} = \lll 1,1 \cdot \frac{P_{nf}}{s} \ggg^{tf} \quad \text{lub} \quad S_{ntf} = \lll \frac{S_{nf}}{s} \ggg^{tf} \quad (3.1)$$

Funkcja $\lll x \ggg^{tf}$ powoduje wybór wartości większej od wyliczonej z zależności (3.1) spośród zbioru liczb zgodnych z typoszeregiem mocy

znamionowych transformatorów w MVA: <6; 10; 16; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160>,

- U_{ktf} – napięcie zwarcia transformatora farmy w % (domyślnie 12%),
- S_{ntw} – moc znamionowa transformatora elektrowni wiatrowej w MVA,

$$S_{ntw} = \lll 1,1 \cdot \frac{P_{nw}}{s} \ggg^{tf} \quad \text{lub} \quad S_{ntf} = \lll \frac{S_{nw}}{s} \ggg^{tf} \quad (3.2)$$

Funkcja $\lll x \ggg^{tw}$ powoduje wybór wartości większej od wyliczonej z zależności (3.2) spośród zbioru liczb zgodnych z typoszeregiem mocy znamionowych transformatorów w MVA: <1,65; 2,2; 2,5; 2,75; 3,0; 3,5; 4,0; 5,0; 5,5>,

- U_{ktw} – napięcie zwarcia transformatora elektrowni wiatrowej w % (domyślnie 6%),
- x_j – reaktancja jednostkowa linii w Ω/km (domyślnie 0,4 Ω/km),
- uziemienie transformatorów farmy po stronie WN (domyślnie TAK),
- U_{nf} – napięcie znamionowe farmy w kV (domyślnie 30 kV – jest to wybór formalny, nie wpływa na postać modelu farmy),
- U_{nw} – napięcie znamionowe elektrowni wiatrowej w V (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. Jest to oczywiste uproszczenie, gdyż zjawiska elektromagnetyczne zachodzące w generatorach elektrowni wiatrowych podczas zwarcia przebiegają inaczej niż w przypadku klasycznych generatorów synchronicznych. Istotną rolę odgrywa w tych zjawiskach układ regulacyjny przekształtników współpracujących z generatorem elektrowni wiatrowej.

W świetle powyższych założeń oraz zgodnie z normą PN-EN 60909-0 [6] farmy wiatrowe mogą być modelowane jako źródła napięciowe i reprezentowane są przez impedancję, która może być wyznaczona z następujących zależności (zależność dotyczy pojedynczej elektrowni wiatrowej, chociaż można ją także stosować do modelowania całych farm wiatrowych – równolegle połączonych poszczególnych elektrowni farmy wiatrowej):

$$Z_{Gw} = \frac{1}{I_{LR} / I_{nw}} \cdot \frac{U_{nw}}{\sqrt{3} \cdot I_{nw}} = \frac{1}{I_{LR} / I_{nw}} \cdot \frac{U_{nw}^2}{S_{nw}} \quad (3.3)$$

gdzie:

U_{nw} – napięcie znamionowe elektrowni wiatrowej,

I_{nw} – prąd znamionowy generatora elektrowni wiatrowej,

S_{nw} – moc znamionowa elektrowni wiatrowej,

I_{LR} / I_{nw} – stosunek prądu przy zatrzymanym wirniku generatora elektrowni wiatrowej do prądu znamionowego generatora elektrowni wiatrowej.

Zależność:

$$K_r = I_{LR} / I_{nw} \quad (3.4)$$

opisuje tzw. stałą rozruchu i chociaż nazwa może być myląca (w normie stosuje się ją do opisu właściwości silników indukcyjnych) jest przyjętą w literaturze miarą impedancji elektrowni wiatrowej (dokładnie odwrotność stałej rozruchu jest miarą impedancji generatora elektrowni wiatrowej wyrażoną w jednostkach względnych).

Wartość stałej rozruchu może być zmienna, co pozwala uwzględnić zmieniające się w trakcie zwarcia właściwości układu generator – przekształtnik. Generalnie, dla wiatraków można 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).

Ostatecznie, uwzględniając zależność (3.4), wzór na wartość impedancji zastępczej generatora elektrowni wiatrowej przyjmuje postać:

$$Z_{Gw} = \frac{1}{K_r} \cdot \frac{U_{nw}^2}{S_{nw}} \quad (3.5)$$

Wyznaczanie domyślnych wartości stałej rozruchu K_r odbywa się według następujących założeń:

- typ DFIG, obliczenia dla stanu podprzejściowego $K_r = 5,0$,
- typ DFIG, obliczenia dla stanu ustalonego zwarcia $K_r = 2,0$,
- typ FC, obliczenia dla stanu podprzejściowego $K_r = 3,0$,
- typ FC, obliczenia dla stanu ustalonego zwarcia $K_r = 1,4$.

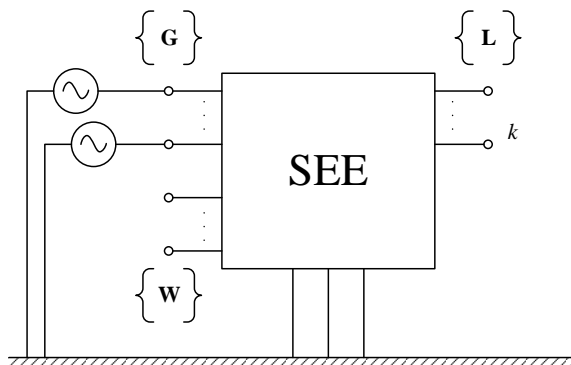
Oczywiście programy zwarciove dają możliwość wprowadzenia dowolnej wartości stałej rozruchu, właściwej dla określonego typu elektrowni wiatrowej.

3.2. Modele „dokładne” farm wiatrowych

W modelowaniu określonym jako „dokładne” (zapropionowanym w prezentowanej metodzie) generatory elektrowni wiatrowych traktowane są jako źródła prądowe o określonej krotności prądu (większej od 1) w stosunku do prądu znamionowego generatora elektrowni wiatrowej. Cudzysłów przy słowie *dokładne* 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 [16]. 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 traktowanie 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 [17].

Na rys. 3.6 zaprezentowano schemat modelu sieci odpowiadający stanowi przed zakłóceniem.



Rys. 3.6. Schemat modelu sieci odpowiadający stanowi przed zakłóceniem [17]

Wprowadzono następujące oznaczenia (rys. 3.6):

{**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 farmy wiatrowe, dla których 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, wytwórczych, miejsc przyłączenia farm niemodelowanych dokładnie), w zbiorze tym zostaje wskazany węzeł objęty zwarcie oznaczony jako k ; liczba tych węzłów oznaczona jest jako zmienna L , dolny indeks przy wielkości opisującej sieć oznacza, że dana wielkość jest związana z tym zbiorem węzłów.

Model zwarcia sieci przed wystąpieniem zakłócenia może być opisany za pomocą równania (3.6). Warto zwrócić uwagę, że zarówno odbiór jak i generacja w farmach wiatrowych traktowane są tak, jak w przypadku węzłów odbiorczych (typu P,Q), przy czym ich prądy węzłowe są zerowe z uwagi na to, że traktowane są jako wewnętrzne elementy modelu.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G^o \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GW} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{WG} & \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \\ \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

czyli:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

i po przekształceniu:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^o \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Model zwarcia po wystąpieniu zwarcia trójfazowego w węźle k opisany jest za pomocą równania (3.9). Indeks górny „z” prądów i napięć oznacza stan zwarcia.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G^z \\ \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GW} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{WG} & \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G^z \\ \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Siły elektromotoryczne w stanie podprzejściowym i przejściowym spełniają warunek $[\mathbf{E}_G^z] = [\mathbf{E}_G^o]$ natomiast w zbiorze węzłów $\{W\}$ zostaje „uaktywniony” wektor źródeł prądowych $[\mathbf{I}_W]$, który odpowiada farmie z działającym układem LVRT (ang. *Low Voltage Ride Through*) (rys. 3.7), czyli tzw. układem zapewniającym możliwość „przetrvania” farmy przy obniżonym napięciu w PCC farmy.

Po kolejnych przekształceniach otrzymuje się:

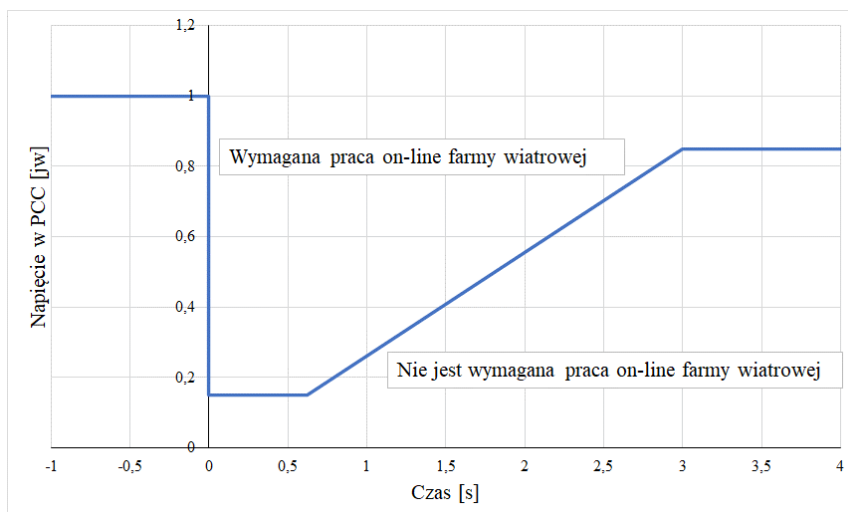
$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

i następnie:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] \quad (3.11)$$

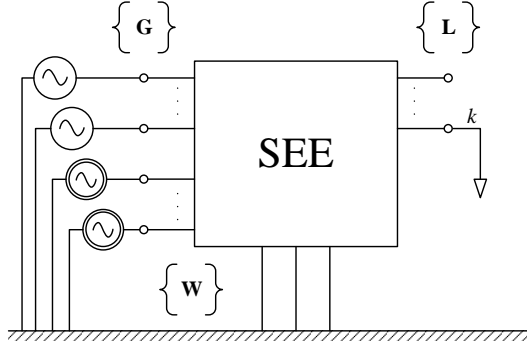
Po uporządkowaniu otrzymuje się:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WG} \\ \mathbf{Y}_{LG} \end{bmatrix} [\mathbf{E}_G^z] + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} \quad (3.12)$$



Rys. 3.7. Przykładowa charakterystyka LVRT [30]

Powyższemu wyrażeniu odpowiada schemat zaprezentowany na rys. 3.8, który jest modyfikacją schematu z rys. 3.6.



Rys. 3.8. Schemat modelu sieci z uwzględnieniem farm wiatrowych modelowanych jako sterowalne źródła prądowe [17]

Należy zauważyć, na podstawie równania (3.8), że pierwszy składnik po prawej stronie równania (3.12) określa wektor napięć w sieci w stanie normalnej pracy. Tak więc:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_L^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_L^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{WW} & \mathbf{Y}_{WL} \\ \mathbf{Y}_{LW} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Równanie (3.13) można zapisać bardziej szczegółowo wyróżniając w grupie węzłów $\{\mathbf{L}\}$ węzeł zwarcia k oraz węzły pozostałe, czyli $\{\mathbf{L}\} = \{\mathbf{R}\} \cup \{k\}$. Prąd węzła k oznaczony jest jako I_k (kierunek od węzła), natomiast prądy węzłowe dla węzłów zbioru $\{\mathbf{R}\}$ pozostają zerowe, a zatem:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^z \\ \mathbf{U}_R^z \\ \mathbf{U}_k^z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_W^o \\ \mathbf{U}_R^o \\ \mathbf{U}_k^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{WW} & \mathbf{Z}_{WR} & \mathbf{Z}_{Wk} \\ \mathbf{Z}_{RW} & \mathbf{Z}_{RR} & \mathbf{Z}_{RW} \\ \mathbf{Z}_{Wk} & \mathbf{Z}_{Rk} & \mathbf{Z}_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{0} \\ -I_k \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Korzystając z ostatniego równania otrzymuje się:

$$\mathbf{U}_k^z = \mathbf{U}_k^o + [\mathbf{Z}_{Wk} \quad \mathbf{Z}_{Rk}] \begin{bmatrix} \mathbf{I}_W \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} - \mathbf{Z}_{kk} I_k \quad (3.15)$$

$$\mathbf{U}_k^z = \mathbf{U}_k^o + [\mathbf{Z}_{Wk}] [\mathbf{I}_W] - \mathbf{Z}_{kk} I_k \quad (3.16)$$

Z uwagi na fakt, że dla zwarcia trójfazowego zachodzi zależność $\mathbf{U}_k^z = \mathbf{0}$, możliwe jest wyznaczenie podstawowej wielkości poszukiwanej, czyli prądu zwarcia I_k . Zgodnie z warunkiem napięciowym w miejscu zwarcia otrzymuje się zależność:

$$\mathbf{Z}_{kk} I_k = \mathbf{U}_k^o + [\mathbf{Z}_{Wk}] [\mathbf{I}_W] \quad (3.17)$$

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

$$I_k = \frac{U_k^o + [Z_{wk}][I_w]}{Z_{kk}} \quad (3.18)$$

lub

$$I_k = \frac{U_k^o}{Z_{kk}} + \frac{[Z_{wk}][I_w]}{Z_{kk}} \quad (3.19)$$

Pierwszy składnik w zależności (3.19) można oznaczyć jako I_{kbw} i określa on prąd zwarcioowy w sieci bez udziału farm wiatrowych, drugi uwzględnia ich oddziaływanie w postaci źródeł prądowych, czyli:

$$I_k = I_{kbw} + \frac{[Z_{wk}][I_w]}{Z_{kk}} \quad (3.20)$$

Wzór (3.20) można zapisać uwzględniając działania na pojedynczych elementach impedancyjnych:

$$I_k = I_{kbw} + \frac{\sum_{i=1}^w Z_{ki} I_i}{Z_{kk}} \quad (3.21)$$

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

Tym samym, istotnym elementem obliczeń zwarcioowych jest wyznaczenie napięć w węzłach przyłączenia farm zaliczonych do zbioru $\{\mathbf{W}\}$. W tym celu korzysta się z równania (3.16), otrzymując w postaci macierzowej:

$$[U_w^z] = [U_w^o] + [Z_{ww}][I_w] - [Z_{wk}]I_k \quad (3.22)$$

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

$$U_{w_i}^z = U_{w_i}^o + \sum_{j=1}^w (Z_{ij} I_{w_i} - Z_{ik} I_k) \quad (3.23)$$

Wzór (3.23) wyrażający wartość napięcia na szynach farmy (lub na szynach elektrowni wiatrowej 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 zachodzi tylko dla prądu składowej zgodnej. Dla składowej przeciwnej i zerowej nie ma żadnego oddziaływania prądowego farmy. 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 składnika odpowiadającego oddziaływaniu farm wiatrowych, czyli:

$$[\mathbf{Z}_{wk}] \cdot [\mathbf{I}_{wk}] \quad (3.24)$$

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

$$I_k^1 = I_k^2 = I_k^0 = \frac{U_k^o + [\mathbf{Z}_{wk}] \cdot [\mathbf{I}_{wk}]}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0} \quad (3.25)$$

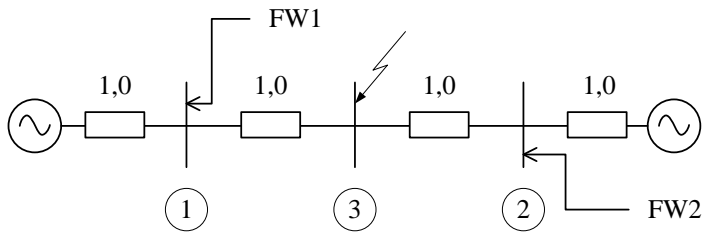
Sposób wyznaczania innych wielkości zwarciovych (np. prądów fazowych) przebiega w sposób analogiczny jak dla zwarć obliczanych bez udziału farm. Wartości napięć w miejscu przyłączenia farm wyznaczone są na podstawie napięć wyznaczonych zgodnie z teorią składowych symetrycznych z równań, w których tylko dla składowej zgodnej uwzględnia się oddziaływanie farm, czyli:

$$\begin{aligned} [\mathbf{U}_w^{z(1)}] &= [\mathbf{U}_w^o] + [\mathbf{Z}_{ww}] [\mathbf{I}_w] - [\mathbf{Z}_{wk}] I_k^1 \\ [\mathbf{U}_w^{z(2)}] &= -[\mathbf{Z}_{wk}^2] I_k^2 \\ [\mathbf{U}_w^{z(0)}] &= -[\mathbf{Z}_{wk}^0] I_k^0 \end{aligned} \quad (3.26)$$

Przedstawione powyżej wzory mogą zostać bez specjalnych przeszkód uwzględnione w algorytmie realizującym obliczenia zwarciovie w dowolnym programie komputerowym. Praktyczne ich wykorzystanie prezentuje poniższy przykład.

Przykład 3.1:

Rozważono prosty przykład sieci (rys. 3.9) zawierającej dwa źródła klasyczne oraz dwie farmy wiatrowe. Zamodelowano zwarcie w węźle 3.



Rys. 3.9. Schemat prostej sieci (miejsce zwarcia węzeł 3, farmy wiatrowe FW1 i FW2 przyłączone w węzłach 1 i 2, wszystkie reaktancje równe 1,0 jw) [17]

Dla ułatwienia obliczeń przyjęto jednakowe wartości wszystkich reaktancji (rezystancje pominięto) i normalny stan bez obciążenia. Przykład odniesiono do sieci 110 kV przy mocy podstawowej (bazowej) równej $S_p = 600 \text{ MVA}$.

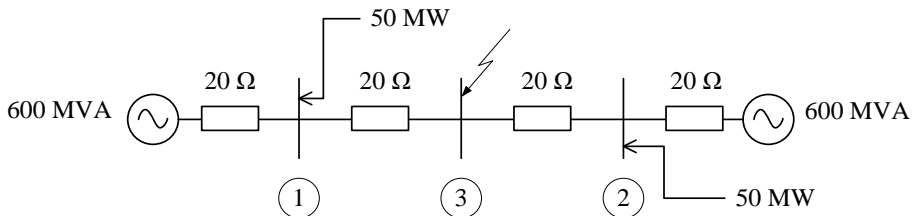
Biorąc powyższe pod uwagę otrzymujemy:

$$X_p = \frac{U_p^2}{S_p} \Rightarrow \frac{(110 \text{ kV})^2}{600 \text{ MVA}} = 20 \Omega$$

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

$$X = 1,0 \text{ jw} \Rightarrow X = 20 \Omega$$

co zostało zilustrowane na schemacie zastępczym – rys. 3.10.



Rys. 3.10. Schemat zastępczy odpowiadający sieci z rys. 3.9

Farma wiatrowa ma moc $50 \text{ MW} \rightarrow 50 \text{ MVA}$ (przyjęto w uproszczeniu), tak więc:

$$I_{nFW} = \frac{S_{nFW}}{\sqrt{3}U_{nFW}} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3}110 \text{ kV}} = 0,262 \text{ kA}$$

$$I_{nFW \text{ jw}} = \frac{I_{nFW}}{I_p} = \frac{0,262 \text{ kA}}{3 \text{ kA}} = 0,087 \text{ jw}$$

Można w uproszczeniu przyjąć, że prąd znamionowy farmy jest równy około 0,1 jw. Przyjmując dalej, że krotność prądu wstrzykiwanego w stosunku do

prądu znamionowego farmy wynosi $k_{wi} = 2$, daje to prąd „wstrzykiwany” w stanie zakłóceniovym równy $I_{wk} = 0,2 \text{ jw}$.

Obliczenia:

Na podstawie schematu zastępczego sieci z rys. 3.10 można wyznaczyć macierz admitancyjną węzłową (wartości w jw):

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & 0 & -1 \\ 0 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

Warto zauważyć, że, zgodnie z definicją macierzy admitancyjnej węzłowej, elementy tej macierzy leżące poza jej przekątną są równe wartościom admitancji gałęzi łączących te węzły wziętej ze znakiem minus. W przypadku węzłów 1, 3, które nie są ze sobą bezpośrednio połączone, wartości odpowiednich admitancji są równe 0, czyli $Y_{12} = Y_{21} = 0$. W przypadku par węzłów 1, 2 oraz 2, 3 prawdziwe są zależności (wyrażone w jw):

$$Y_{12} = -X_{12}^{-1} \Rightarrow Y_{12} = -\frac{1}{1 \text{ jw}} = -1 \text{ jw}$$

$$Y_{23} = -X_{23}^{-1} \Rightarrow Y_{23} = -\frac{1}{1 \text{ jw}} = -1 \text{ jw}$$

W powyższych zależnościach uwzględniono fakt, że reaktancja gałęzi łączących omawiane pary węzłów jest równa $X_{12} = X_{23} = 20 \Omega$, czy przy założonej wartości reaktancji podstawowej (bazowej) $X_p = 20 \Omega$ daje $X_{12} = X_{23} = 1 \text{ jw}$.

Elementy leżące na przekątnej macierzy admitancyjnej węzłowej są, zgodnie z jej definicją, równe wartościom admitancji wszystkich gałęzi przyłączonych do danego węzła. Na podstawie schematu zastępczego z rys. 3.10 możemy więc napisać:

$$Y_{11} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{12}} = \frac{1}{1 \text{ jw}} + \frac{1}{1 \text{ jw}} = 2 \text{ jw}$$

gdzie:

X_1 – reaktancja wewnętrzna źródła przyłączonego do węzła 1,

X_{12} – reaktancja gałęzi łączącej węzły 1, 2;

$$Y_{22} = \frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{23}} = \frac{1}{1 \text{ jw}} + \frac{1}{1 \text{ jw}} = 2 \text{ jw}$$

gdzie: X_{23} – reaktancja gałęzi łączącej węzły 2, 3;

$$Y_{33} = \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_{23}} = \frac{1}{1 \text{ j}\omega} + \frac{1}{1 \text{ j}\omega} = 2 \text{ j}\omega$$

gdzie: X_3 – reaktancja wewnętrzna źródła przyłączonego do węzła 3.

Także w przypadku tych zależności uwzględniono fakt, że wartości wszystkich reaktancji są równe reaktancji podstawowej (bazowej) $X_p = 20 \Omega$, czyli w efekcie mają wartość 1 jw.

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

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,75 & 0,25 & 0,5 \\ 0,25 & 0,75 & 0,5 \\ 0,5 & 0,5 & 1,0 \end{bmatrix}$$

Prąd zwarcia, przy uwzględnieniu oddziaływania farm wiatrowych modelowanych jako źródła prądowe, wynosi (3.19):

$$I_k = \frac{U_3^o}{Z_{33}} + \frac{Z_{31}I_{w1} + Z_{32}I_{w2}}{Z_{33}} = \frac{1,1}{1} + \frac{0,5 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 0,2}{1} = 1,1 + 0,1 + 0,1 = 1,3 \text{ j}\omega$$

Bez uwzględnienia farm wiatrowych prąd zwarcia jest równy 1,1 jw, czyli uwzględnienie farm wiatrowych w postaci sterowalnych źródeł prądowych powoduje wzrost prądu zwarcia o 0,2 jw czyli o 600 A.

Wartość napięcia w węźle 1 wynosi:

$$\begin{aligned} U_{w1}^z &= U_{w1}^o + Z_{11}I_{w1} + Z_{12}I_{w2} - Z_{13}I_3 = \\ &= 1,1 + 0,75 \cdot 0,2 + 0,25 \cdot 0,2 - 0,5 \cdot 1,3 = \\ &= 1,1 + 0,15 + 0,05 - 0,65 = 0,65 \text{ j}\omega. \end{aligned}$$

Biorąc pod uwagę symetryczny układ sieci z rys. 3.9 wartość napięcia w węźle 2 jest identyczna. Tym samym warunek, aby napięcie w miejscu przyłączenia farmy było mniejsze od $0,8U_n$ jest spełniony i rozważane farmy wiatrowe mogą być modelowane jako źródła prądowe.

Algorytm obliczenia prądu zwarcia uwzględniający modelowanie „dokładne” farm przedstawiono poniżej w punktach. Zapis ten stanowi alternatywę dla schematu blokowego algorytmu. Pozwala równocześnie na zamieszczenie pewnych wskazówek i uwag dla programistów. Z uwagi na konieczność uwzględnienia wpływu oddziaływania prądu wstrzykiwanego przez farmy wiatrowe na wartość napięcia w miejscu ich zainstalowania, a także konieczność

uwzględnienia wzajemnego oddziaływania farm między sobą, konieczna jest realizacja algorytmu w postaci wielokrotnie zagnieżdżonych pętli mocno komplikujących obliczenia.

Algorytm obliczania prądu zwarcia z uwzględnieniem farm wiatrowych modelowanych jako źródła prądowe (algorytm został zaimplementowany w programie SCC – rozdz. 4.2):

1. Start, odczyt kompletnego zestawu danych i budowa modelu zwarciego; farmy modelowane są metodą uproszczoną jak źródła klasyczne, z impedancją wynikającą z wartości stałej rozruchu K_r .
2. Użytkownik wybiera opcję **obliczenia „dokładne” dla farm wiatrowych**, wszystkie farmy zaliczone do zbioru $\{\mathbf{W}\}$ będą uwzględniane w obliczeniach zwarciovych, tak jak źródła prądowe.
3. Dla utworzonego zbioru $\{\mathbf{W}\}$ i zidentyfikowanych na jego podstawie farm, likwidowane są w modelu zwarciovym impedancje zwarciove wynikające z modelowania uproszczonego.
4. Program przeprowadza faktoryzację zmodyfikowanego, pełnego modelu sieci (patrz rozdz. 1.3).
5. Użytkownik wybiera spośród wszystkich węzłów, węzeł (tylko jeden) do obliczeń zwarciovych, **oznaczony jako k** .
6. Program przeprowadza operację podstawienia prostego – patrz rozdz. 1.3 zależność (1.27)) dla ścieżki faktoryzacji $P(k)$, na pozycji k znajduje się liczba 1 [16].
7. Program przeprowadza operację podstawienia odwrotnego – patrz rozdz. 1.3 zależność (1.28)) dla ścieżki $P(\{\mathbf{W}\})$ [16], jest to ścieżka wyznaczona dla wszystkich węzłów zbioru $\{\mathbf{W}\}$, w rezultacie otrzymuje się wektor $[\mathbf{Z}_{\bullet,k}]$ zawierający elementy impedancyjne na odpowiednich pozycjach.
8. Wyznacza się **prąd w miejscu zwarcia** zgodnie z zależnością:

$$I_k = \frac{1,1}{\mathbf{Z}_{\bullet,k}(k)} + \frac{\sum_{i=1}^{i=W} \mathbf{Z}_{\bullet,k}(i) \cdot I_{W_i}}{\mathbf{Z}_{\bullet,k}(k)} \quad (3.27)$$

gdzie:

$\mathbf{Z}_{\bullet,k}(i)$ – element i -ty wektora impedancji,

I_{W_i} – prąd wstrzykiwany do i -tego węzła przyłączenia farmy ze zbioru $\{\mathbf{W}\}$ wyznaczony jako krotność sumy prądów znamionowych elektrowni tworzących farmę (domyślnie dla i -tej farmy $k_{W_i} = 1,2$).

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

$$U_{W_i} = 1,1 - \mathbf{Z}_{\bullet,k}(i) \cdot I_k \quad (3.28)$$

10. Jeśli $U_{wi} > 0.8$ (farma pracuje w warunkach normalnych, jako źródło mocy czynnej) wyrzuca się ten węzeł ze zbioru $\{\mathbf{W}\}$, czyli $\{\mathbf{W}\} := \{\mathbf{W}\} - i$; powrót do 8.
11. Czy rozpatrzono wszystkie węzły ze zbioru $\{\mathbf{W}\}$? Jeśli nie – powrót do 9.
Komentarz: w tym miejscu usunięto ze zbioru $\{\mathbf{W}\}$ te węzły przyłączenia farm, które są daleko od miejsca zwarcia i w wyniku oddziaływania zwarciovego napięcie nie spada poniżej $0,8U_n$, a więc trzeba je usunąć z rozważań, gdyż farmy te normalnie pracują; weryfikacja napięć musi być jednak przeprowadzona dalej, z uwagi na oddziaływania wzajemne farm.
12. Wyznacza się kolejny węzeł i -ty ze zbioru węzłów przyłączenia $\{\mathbf{W}\}$.
13. Program przeprowadza operacje podstawienia prostego dla ścieżki $P(i)$ [16], na pozycji i jest liczba 1.
14. Program przeprowadza operację podstawienia odwrotnego dla ścieżki $P(\{\mathbf{W}\})$ [16], ścieżka wyznaczona dla wszystkich węzłów zbioru $\{\mathbf{W}\}$, w rezultacie otrzymuje się wektor $[Z_k]$.
15. Koryguje się wartość napięcia dla węzła i poprzez uwzględnienie oddziaływania węzłów pozostałych ze zbioru $\{\mathbf{W}\}$.

$$U_{wi} = U_{wi} + \sum_{j=1}^{j=W} Z_{*i}(j) \cdot I_{wj} \quad (3.29)$$

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

3.3. Modelowanie farm wiatrowych w postaci zastępczej mocy zwarcioviej lub reaktancji podprzejściowej i przejściowej

Operowanie zastępczą mocą zwarciovą dostępne jest w większości programów realizujących obliczenia zwarciovie. Moc zwarciovą służy przede wszystkim do reprezentowania systemów zastępczych (np. w celu zbudowania modelu systemu wewnętrznego – patrz rozdz. 2.4). Nic nie stoi jednak na

przeszkodzie, aby w ten sposób modelować źródła dowolnego typu, w tym również farmy wiatrowe.

Wśród danych opisujących zastępcze źródła mocy zwarciowej, oprócz wartości mocy zwarciowej, należy podać także wartość stosunku X_0/X_1 . Tutaj, chcąc np. wyeliminować składową zerową, można wpisać dużą (nieskończoną) wartość tego stosunku. W formacie danych dotyczących systemu zastępczego często występuje pole Opis, które służy do określenia (opisania) elementu, reprezentowanego przez system zastępczy. Można więc w tym miejscu wpisać informację, że jest to właśnie farma wiatrowa.

Reaktancje farm wiatrowych, w przypadku stosowania modeli uproszczonych, reprezentowane są w programie zwarciowym przez stałą rozruchu – wzór (3.4). Jak już wspomniano, stała rozruchu jest miarą impedancji farmy i powiązanie jej z odpowiadającą jej reaktancją podprzejściową lub przejściową jest bardzo proste. Odpowiednie wartości reaktancji wyrażone w jednostkach względnych są odwrotnością stałych rozruchu, czyli:

$$X_d'' = \frac{1}{K_{r1}} \quad X_d' = \frac{1}{K_{r2}} \quad (3.30)$$

zakładając, że stała rozruchu K_{r1} określona jest dla stanu podprzejściowego, natomiast K_{r2} dla stanu przejściowego.

3.4. Pełne odwzorowanie struktury farmy wiatrowej

Opisane powyżej sposoby modelowania farm wiatrowych w obliczeniach zwarciowych charakteryzują się tym, że w sposób bardzo uproszczony odwzorowują strukturę farmy. W rzeczywistości, cała sieć SN farmy wiatrowej zostaje sprowadzona do pojedynczych węzłów, do których przyłączone są zastępcze źródła reprezentujące wszystkie elektrownie wiatrowe przynależące do danej grupy elektrowni. Całkowicie wyeliminowane są poszczególne elektrownie wiatrowe z ich układami przekształtnikowymi oraz transformatorami, a także cała sieć kablowa SN wraz z wyposażeniem. Warto zbadać, na ile uproszczenia te wpływają na dokładność obliczeń zwarciowych. W modelu odwzorowującym strukturę farmy wiatrowej należy zamodelować każdą elektrownię wiatrową oddzielnie, przy czym najbardziej odpowiedni wydaje się być model w postaci bloku generator – transformator z poprawnie wprowadzonymi parametrami opisującymi każdy z generatorów farmy wiatrowej oraz każdy z transformatorów blokowych oddzielnie. Modele te należy wpiąć do węzłów reprezentujących miejsca przyłączenia poszczególnych elektrowni wiatrowych, pomiędzy którymi należy rozpiąć sieć kablową farmy wiatrowej zachowując jej rzeczywistą strukturę. Należy zwrócić uwagę na fakt, że pomimo dostępności w takim modelu węzłów wewnętrznych sieci SN farmy wiatrowej, w niektórych wersjach programów zwarciowych nie będzie można analizować zwarć doziemnych w tej sieci. Sieci SN pracują zwykle jako sieci

z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym (sieci izolowane, kompensowane lub uziemione przez rezystor). Całkowity prąd zwarcia z ziemią może zależeć od całkowitej pojemności wszystkich linii tworzących tę sieć (sieci pracujące z izolowanym punktem neutralnym) i w przypadku braku funkcjonalności, która pozwalałaby wyodrębnić te sieci, sumować ich pojemności i na tej podstawie obliczać wartości całkowitego prądu zwarcia z ziemią, wykonanie poprawnych obliczeń zwarciovych dla zwarć jednofazowych nie będzie możliwe. Możliwa natomiast będzie analiza zwarć międzyfazowych w tych sieciach.

3.5. Porównanie różnych sposobów modelowania farm wiatrowych

W celu zbadania wpływu sposobu modelowania farm wiatrowych na dokładność wyników obliczeń zwarciovych przeprowadzono pełną analizę zwarciovą dla przykładowej farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV. Obliczenia zwarciove przeprowadzono dla PCC farmy wiatrowej oraz w stacjach sąsiednich w celu pokazania oddziaływania farmy wiatrowej na wielkości zwarciove w przypadku potraktowania jej jako sterowalne źródło prądowe (model „dokładny”).

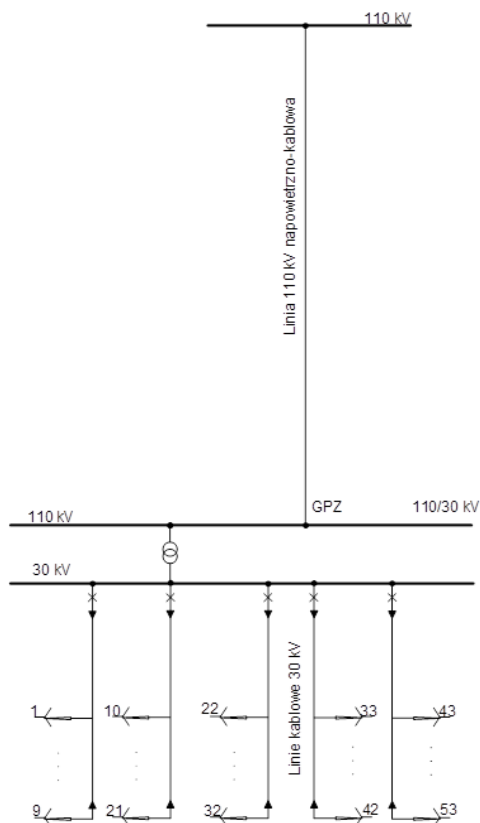
PCC farmy wiatrowej zlokalizowany jest w stacji energetycznej 110 kV/30 kV, która z kolei przyłączona jest do kolejnej stacji energetycznej poprzez linię napowietrzno-kablową o długości ok. 9,9 km (9,8244 km odcinek linii napowietrznej, 0,101 km odcinek linii kablowej). Farma składa się z 53 elektrowni wiatrowych o mocy 1,5 MW każda. Sieć SN farmy wiatrowej pracująca na napięciu 30 kV tworzy w sumie pięć obwodów (grup elektrowni), na każdy obwód przypada od 9 do 12 elektrowni wiatrowych (rys. 3.11).

Dane potrzebne do zamodelowania farmy wiatrowej:

1. Generator elektrowni wiatrowej
 - napięcie znamionowe: 12 kV,
 - moc znamionowa: 1,5 MW,
 - reaktancja x_d'' : 20%.
2. Transformator blokowy elektrowni wiatrowej
 - napięcia znamionowe: 30 kV/12 kV,
 - moc znamionowa: 1,7 MVA,
 - napięcie zwarcia u_z : 6,5%.
3. Parametry przewodów sieci SN farmy wiatrowej
 - $3 \times$ RUHAKXS 400/25 mm² 18/30 kV: 18 odcinków w sumie 37 905 m,
 - $3 \times$ RUHAKXS 240/25 mm² 18/30 kV: 8 odcinków w sumie 9 180 m,
 - $3 \times$ RUHAKXS 95/25 mm² 18/30 kV: 27 odcinków w sumie 14 435 m.
4. Transformator WN/SN farmy wiatrowej
 - napięcia znamionowe: 115 kV/30 kV,
 - moc znamionowa: 66 MVA,

- napięcie zwarcia u_z : 13,3 %,
 - straty mocy czynnej ΔP_{cu} : 260 kW.
5. Linia zasilająca 110 kV
- odcinek linii napowietrznej relacji PCC Farmy – słup nr AA:
 - długość odcinka: 9,8244 km,
 - przewód roboczy: ACSR AFL-6 240 mm²,
 - przewód odgromowy 1: OPGW SFPOC/SFSJ-J-8331 48SMF,
 - przewód odgromowy 2: AFL-1,7 70 mm²,
 - konstrukcje wsporcze: EBW24 (25 szt.) i PSK-1/240 (14 szt.).
 - odcinek linii kablowej relacji słup nr AA – Stacja 110 kV:
 - długość odcinka: 0,101 km,
 - przewód roboczy: HERSATENE RHZ1-RA+2OL 64/110 123 kV
1 x 630 mm² Al + H95.

Tak dokładne parametry pozwolą na pełne odwzorowanie układu farmy.



Rys. 3.11. Schemat przyłączenia farmy wiatrowej

3.5.1. Uproszczony model farmy wiatrowej

Obliczenia zwarciove przeprowadzono na pełnym modelu zwarciowym KSE. W modelu tym analizowana farma wiatrowa została zamodelowana w postaci modelu uproszczonego (rozd. 3.1). Ostateczną postać modelu farmy można scharakteryzować przy pomocy następującego zestawu parametrów:

Farma wiatrowa:

- $P_{nf} - 79,5 \text{ MW}$,
- $P_{nw} - 1,5 \text{ MW}$,
- $s - 1$,
- $l - 9,9 \text{ km}$,
- $typ - \text{DFIG}$.

Transformator farmy wiatrowej:

- $S_{ntf} - 80 \text{ MVA}$,
- $u_{ktf} - 13,3 \%$,
- uziemienie transformatorów farmy po stronie WN – TAK,
- $U_{nf} - 30 \text{ kV}$,
- $U_{HV} - 115 \text{ kV}$,
- $U_{LV} - 115 \text{ kV}$.

Napięcia U_{HV} oraz U_{LV} są odpowiednio napięciami znamionowymi strony górnej i dolnej transformatora farmy.

3.5.2. „Dokładny” model farmy wiatrowej

Obliczenia przeprowadzono na modelu z punktu poprzedniego, jednakże wprowadzono kilka modyfikacji. Przede wszystkim, w przypadku modelowania dokładnego istotnym staje się parametr określający krotność prądu wstrzykiwanego przez farmę pracującą jako źródło prądowe w stosunku do prądu znamionowego farmy. Wartość tego parametru przyjęto jako 1,2.

Ponadto, w obszarze zainteresowania w aktualnym modelu sieci KSE można znaleźć jeszcze dwie inne farmy wiatrowe zlokalizowane w pobliżu PCC analizowanej farmy. W modelu zwarciowym KSE farmy te zostały odwzorowane jako zastępcze źródła mocy zwarciowej (rozd. 3.3). Modele te należało usunąć, a w ich miejsce wprowadzić modele uproszczone uzupełnione wartością krotności prądu wstrzykiwanego (także 1,2).

Założono, że charakterystyka przetrwania LVRT wszystkich farm wiatrowych znajduje się w zakresie napięć $(0,15 \div 0,85)U_n$ (zakres napięć, w których farma wiatrowa zachowuje się jak sterowalne źródło prądowe). W przypadku, gdy wartość napięcia jest niższa od dolnego limitu farma zostaje wyłączona, natomiast w przypadku, gdy wartość napięcia jest wyższa od górnego limitu farma zachowuje się jak zwykle źródło napięciowe.

3.5.3. Pełne odwzorowanie struktury farmy wiatrowej

Jest to model farmy wiatrowej z pełnym odwzorowaniem struktury sieci SN farmy. Model jest bardzo rozbudowany i jego tworzenie jest bardzo pracochłonne i podatne na błędy. Wymaga znajomości kompletu parametrów zawartych na początku rozdz. 3.5.

3.5.4. Porównanie wyników obliczeń zwarciovych

W tabeli (tab. 3.1) zestawiono wyniki obliczeń zwarciovych przeprowadzonych dla trzech różnych sposobów modelowania analizowanej farmy wiatrowej.

Tab. 3.1 Podsumowanie wyników analizy zwarciovwej dla analizowanej farmy wiatrowej

Miejsce zwarcia	Model uproszczony			Pełne odwzorowanie			Model „dokładny”		
	S_k	I_{k3}	I_{k1}	S_k	I_{k3}	I_{k1}	S_k	I_{k3}	I_{k1}
	MVA	A	A	MVA	A	A	MVA	A	A
Stacja 1 110 kV	1260	6613	7641	1250	6561	7581	728	3821	4882
Stacja 2 110 kV	1630	8558	9976	1629	8552	9971	1600	8399	10286
PCC Farmy	1000	5247	5700	989	5191	5613	684	3590	4993

gdzie: S_k – moc zwarciova, I_{k3} – prąd zwarcia trójfazowego, I_{k1} – prąd zwarcia jednofazowego.

Na podstawie wyników zawartych w tab. 3.1 można stwierdzić, że dodatkowy nakład pracy, który należy włożyć w dokładne odwzorowanie struktury sieci SN farmy wiatrowej nie jest uzasadniony. Ewentualnie popełniany błąd rzędu 1% przy zastosowaniu uproszczonego modelowania jest jak najbardziej akceptowalny.

Znaczne rozbieżności wyników uzyskanych dla modelu „dokładnego” wynikają z innego podejścia do modelowania farm wiatrowych. W obliczeniach tych bierze się już pod uwagę, że farma może zostać wyłączona wskutek wystąpienia zwarcia bliskiego skutkującego obniżeniem się wartości napięcia poniżej dolnego limitu charakterystyki przetrwania LVRT. Z kolei udział farm wiatrowych w prądzie zwarciovym w zakresie napięć spełniających charakterystykę przetrwania jest także inny niż wynikający z modelowania uproszczonego. Dlatego porównywanie tych wyników nie ma sensu. Trzeba natomiast wypracować decyzję o przyjęciu konkretnego sposobu modelowania farm wiatrowych jako obowiązującego w analizach zwarciovych. Może nim być modelowanie „dokładne”.

3.6. Modelowanie morskich farm wiatrowych

Morskie farmy wiatrowe mogą być przyłączane do istniejącego SEE na różne sposoby. Sposób przyłączenia jest determinowany przez odległość farmy od punktu przyłączenia do sieci, od jej mocy oraz od odległości do mocnego węzła w SEE. Praktycznie stosowane sposoby przyłączenia można podzielić na dwie grupy [11, 21, 22, 23, 31]:

- przyłączenie za pomocą linii kablowej prądu przemiennego,
- przyłączenie za pomocą linii kablowej prądu stałego.

Oprócz tych dwóch sposobów od pewnego czasu analizowane są możliwości przyłączenia farm morskich za pomocą łączy prądu przemiennego o obniżonej częstotliwości 16,7 Hz. [23]. Tego typu rozwiązanie z jednej strony ma ograniczyć problemy z mocą bierną kabli (trzykrotne zmniejszenie susceptancji pojemnościowej kabli), z drugiej wyeliminować konieczność stosowania drogich inwerterów dużej mocy i wysokiego napięcia pozwalających na przesył energii prądem stałym.

Przyłączenie za pomocą linii prądu przemiennego jest stosunkowo tanie i jest rozważane w przypadku małych odległości pomiędzy farmą a miejscem jej przyłączenia do sieci. Wynika to z ograniczeń i problemów technicznych, które pojawiają się w przypadku długich linii kablowych WN, czyli – znaczną mocą bierną pojemnościową generowaną. Wiąże się to z koniecznością kompensacji mocy biernej generowanej w linii kablowej oraz, dla większych długości, ograniczeniami przesyłu mocy czynnej ze względu na konieczność przesyłu mocy biernej.

Przyłączenie za pomocą linii prądu stałego jest rozważane w przypadku, gdy stosowanie połączenia prądem przemiennym jest niemożliwe lub nieuzasadnione ekonomicznie. Z uwagi na konieczność stosowania przekształtników energoelektronicznych koszty tego typu farm są znaczne, chociaż koszt samego kabla nie jest duży. Zaletą tego rozwiązania jest to, że ze względu na stosowanie linii stałoprądowej wyeliminowane są problemy z kompensacją i przesyłem mocy biernej.

Wybór zastosowanego rozwiązania jest w praktyce rozważany indywidualnie dla każdego projektu i jest podyktowany możliwościami technicznymi oraz rachunkiem ekonomicznym. W [23] podano, że ze względów technicznych maksymalna długość linii prądu przemiennego wynosi 100÷150 km w zależności od typu kabla. Normalnie, zwiększenie możliwości przesyłowych sieci uzyskuje się przez zwiększenie wartości napięcia, jednak w tym przypadku, gdy moc bierna pojemnościowa jest proporcjonalna do kwadratu napięcia, nie jest to możliwe. Przekroczenie krytycznej długości linii prądu przemiennego oznaczałoby, że przesyłana moc bierna byłaby równa dopuszczalnej mocy możliwej do przesłania linią, więc nie byłoby możliwości przesłania mocy czynnej. Mniejsze od krytycznych długości linii są technicznie możliwe, jednak

wymagają zastosowania specjalistycznych układów kompensacji mocy biernej na obu końcach linii. W [8] podano, że najdłuższe kablowe podmorskie połączenie prądu przemiennego zostało wybudowane w 2019 roku, ma długość 163 km i służy do zasilania norweskiego pola naftowego Martin Linge. Linia ta pracuje na napięciu 145 kV.

W Polsce obecnie rozważane są projekty farm morskich zlokalizowane w odległości do ok. 100 km od miejsca przyłączenia [5]. Według [4], najbardziej zaawansowane projekty, czyli farmy „Bałtyk II” i „Bałtyk III”, które uzyskały pozytywne decyzje środowiskowe znajdują się w odległości do 40 km od brzegu, natomiast farma „Bałtyk I” ma powstać w odległości 81 km od brzegu, więc będą to połączenia realizowane na prądzie przemiennym. Nie można jednak wykluczyć, że w przyszłości rozwój tej gałęzi energetyki wymusi także stosowanie połączeń stałoprądowych, które są uznawane za bardziej rozwojowe i dające większe możliwości.

3.7. Wiatrowa farma morska przyłączona liniami prądu przemiennego

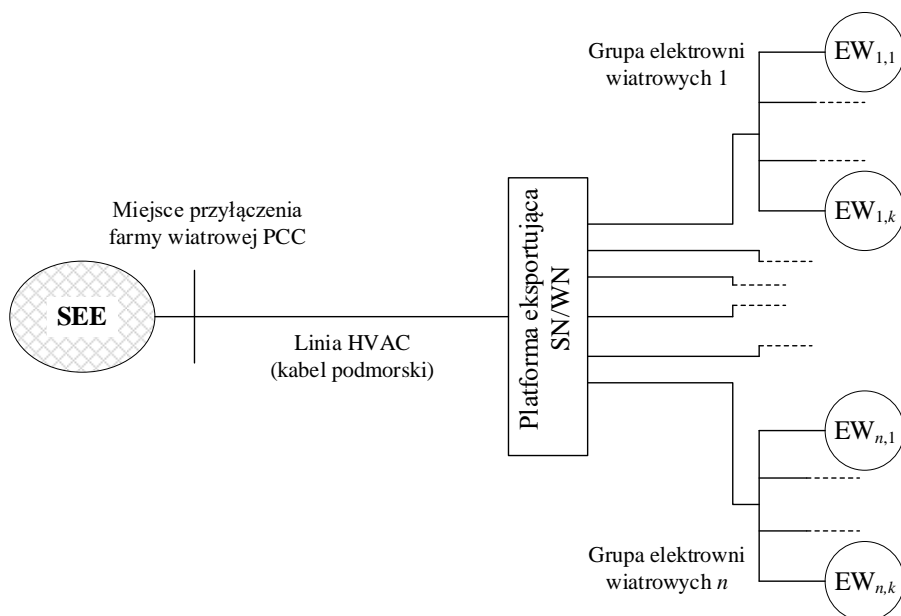
Jak wcześniej napisano, przyłącza prądu przemiennego (HVAC) będą najprawdopodobniej technologią dominującą dla projektów realizowanych w Polsce. Przykładowy schemat przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do KSE przedstawiono na rys. 3.12. Napięcie, na poziomie którego będzie pracowała sieć farmy będzie uzależnione od długości linii oraz mocy jednostkowych turbin. Najczęściej mogą być stosowane napięcia z zakresu od 30 do 60 kV.

Połączenie pomiędzy platformą eksportującą jest realizowane częściowo kablem podmorskim, częściowo kablem ziemnym. Napięcie jest uzależnione od mocy farmy oraz od odległości farmy do miejsca połączenia z siecią. Mogą to być napięcia z zakresu od 110 do 220 kV. Najważniejsze urządzenia instalowane w platformach turbin, ewentualnie platformach pośredniczących, platformie eksportującej i stacji, w której farma jest przyłączona do KSE to transformatory elektroenergetyczne i układy kompensacji mocy biernej pojemnościowej linii kablowych.

Elektrownie wiatrowe

W przypadku budowy morskich farm wiatrowych obecnie dąży się do budowy elektrowni o jak największych mocach. Obecnie opracowane są technologie elektrowni o mocy do 12 MW [2, 3, 5, 25]. Pomimo tak dużych mocy rozwiązania techniczne pod względem konwersji energii mechanicznej na elektryczną pozostają niezmiennione, czyli wykorzystuje się układy z generatorami indukcyjnymi podwójnie zasilanymi z układem przekształtnikowym w obwodzie wirnika oraz generatorami synchronicznymi z układem pośredniczącym prądu stałego przyłączane do sieci za pomocą inwertera. Sposób modelowania tego typu elektrowni do obliczeń zwarciovych został szczegółowo wyjaśniony w rozdz. 3.2 oraz w literaturze [12, 16, 17]. Przy

czym, podane tam parametry domyślne powinny być sprawdzone dla każdego projektu i skorygowane na podstawie informacji podanych przez dostawcę planowanego do przyłączenia urządzenia.



Rys. 3.12. Schemat uproszczony przyłączenia farmy morskiej linią prądu przemiennego

Platformy eksportujące

Stacje pośredniczące, nazywane także platformami eksportującymi, pełnią funkcję węzła sieci, do którego są przyłączone grupy elektrowni wiatrowych. W stacji tej będą zainstalowane transformatory elektroenergetyczne podwyższające napięcie, układy kompensacji mocy biernej oraz aparatura kontrolno-pomiarowa i urządzenia EAZ. Jeśli chodzi o obliczenia zwarciove, istotne jest poprawne modelowanie transformatorów elektroenergetycznych oraz układu pracy stacji i sieci. Z uwagi na możliwe nietypowe rozwiązania transformatorów należy zwrócić uwagę, że do poprawnych obliczeń konieczne jest uzyskanie rzeczywistych danych znamionowych planowanych do zainstalowania lub zainstalowanych jednostek. Dla potrzeb poprawnego modelowania układu sieci na potrzeby zwarć z udziałem ziemi (zwarcia jednofazowe, zwarcia dwufazowe z ziemią) konieczne jest także uwzględnienie sposobu pracy punktów neutralnych transformatorów elektroenergetycznych.

Linie kablowe

Do budowy sieci elektroenergetycznej morskich farm wiatrowych oraz ich przyłączenia do SEE są wykorzystywane specjalne kable do zastosowań podmorskich [7, 8]. Wiele firm ma w swojej ofercie specjalistyczne rozwiązania,

które są przeznaczone do przesyłu energii z platform eksportujących na brzeg (kable eksportowo-przesyłowe, na napięcia znamionowe do 420 kV) oraz z elektrowni wiatrowych do platformy eksportującej (kable farmy na napięcia znamionowe do 72,5 kV [8]).

Przykładową kartę katalogową kabla eksportującego przedstawiono na rys. 3.13, natomiast na rys. 3.14 zaprezentowano przykładową kartę katalogową kabla farmy morskiej.

3.8. Morska farma wiatrowa przyłączona linią prądu stałego

Połączenie morskich farm wiatrowych liniami prądu stałego (rys. 3.15) jest uznawane obecnie za bardziej rozwojowe z tego względu, że pozwala na przesyłanie większych mocy na większe odległości [21, 23]. W przypadku farm morskich przyłączanych liniami prądu stałego, z punktu widzenia ich wpływu na prądy zwarciove w sieci prądu przemiennego, decydujące znaczenie mają właściwości zastosowanego falownika i jego układów sterowania. W warunkach krajowych działanie tego typu rozwiązania można porównać do połączenia stałoprądowego ze Szwecją SwePol Link z podmorskim kablem prądu stałego oraz do połączenia LitPol Link, łączącego stacje Ełk i Alytus, z wstawką prądu stałego po stronie litewskiej. Inwertery energoelektroniczne są urządzeniami czułymi na przepływ prądów zwarciowych, więc w przypadku wystąpienia zakłócenia oczekiwane jest ich szybkie wyłączenie przez zdjęcie impulsów sterujących. Z drugiej strony, ze względu na bezpieczeństwo pracy SEE oraz ze względu na umożliwienie identyfikacji uszkodzonego elementu przez układy EAZ, pożądane jest podtrzymywanie prądu także w czasie zwarcia oraz utrzymanie pracy inwertera w przypadku zwarć odległych. Z tego względu nowoczesne układy zasilające spełniają wymagania operatorów sieci przez realizację funkcji przetrwania niektórych zakłóceń w zależności od wartości napięcia i, co jest z tym związane, odległości zwarcia od urządzenia.

Rzeczywiste działanie układu jest uzależnione od jego bezpieczeństwa i możliwości technicznych, dlatego w czasie modelowania farm wiatrowych na potrzeby obliczeń zwarciowych w celu poprawnego odwzorowania przekształtnika konieczne jest uwzględnianie parametrów uzyskanych od producenta przekształtnika. Przekształtnik może być zamodelowany jako źródło prądowe lub źródło mocy zwarciowej o prądzie wynikającym z jego możliwości przeciążenia elementów energoelektronicznych. Typowo, są to prądy o małej wartości i nie wpływają w znaczący sposób na poziom mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia [14].

(A)2X(F)K2YRAA up to 420 kV



Three-core submarine cable with lead sheath Dreileiterseekabel mit Bleimantel

Standard: IEC 60840 & 62067



Design:

Aufbau:

- | | |
|---|---|
| 1 Conductor (Al or Cu)
Leiter (Al oder Cu) | 7 PE overshath
PE-Außenmantel |
| 2 Inner semi-conducting layer
Innere Leitschicht | 8 Fibre optic cable
Lichtwellenleiterkabel |
| 3 XLPE insulation
VPE-Isolierung | 9 Filler profiles
Profiltrensen |
| 4 Outer semi-conducting layer
Äußere Leitschicht | 10 Bedding (PP)
Polsterlage (PP) |
| 5 Swellable tape
Quelvlies | 11 Armouring
Armierung |
| 6 Lead sheath
Bleimantel | 12 Outer serving (PP)
Außenschutz (PP) |

Application:

Anwendung:

The cables are suitable for installation in the ground and in water.
They may be laid directly in the ground, in ducts or in cable troughs.

Die Kabel sind geeignet für die feste Verlegung in Erde und in Wasser.
Sie können direkt in den Boden, in Schutzrohre oder in Kabelkanäle gelegt werden.

Properties:

Eigenschaften:

- | | |
|---------------------------|--|
| Conductor
Leiter | Circular, solid or stranded (Al or Cu)
Rund, einadrätig oder mehradrätig (Al oder Cu) |
| Lead Sheath
Bleimantel | Radial water barrier
Radiale Wassersperre |
| FO cable
LWL-Kabel | Integrated fibre optic cable for communication and temperature monitoring
Integriertes Lichtwellenleiterkabel für Kommunikation und Temperaturüberwachung |
| Armouring | Capable of high tensile forces, adjusted to project specific requirements,
available in aluminium, steel or mixed with plastic wires |
| Armierung | Aufnahme hoher Zugkräfte, angepasst an projektspezifische Anforderungen,
möglich in Aluminium, Stahl oder gemischt mit Kunststoffdrähten |

1

Rys. 3.13. Przykład podmorskiego kabla eksportującego [8]

(A)2X(FL)2YRAA up to 72.5 kV



Three-core submarine cable with aluminium-polyethylene-laminated (APL) sheath

Dreileiterseekabel mit Aluminium-Schichtenmantel

Standard: IEC 60502 & 60840



Design:

Aufbau:

1 Conductor (Al or Cu) Leiter (Al oder Cu)	5 + 6 Al-PE-laminated sheath Al-Schichtenmantel
2 Inner semi-conducting layer Innere Leiterschicht	7 Fibre optic cable Lichtwellenleiterkabel
3 XLPE insulation VPE-Isolierung	8 Filler profiles Profiltensen
4 Outer semi-conducting layer Äußere Leiterschicht	9 Bedding (PP) Polsterlage (PP)
5 Aluminium tape Aluminiumband	10 Armouring Armierung
6 PE oversheath with semi-conductive skin layer PE-Außenmantel mit leitfähiger Skinschicht	11 Outer sheath (PP) Außenmantel (PP)

Application:

Anwendung:

The cables are suitable for installation in the ground and in water. They may be laid directly in the ground, in ducts or in cable troughs.

Die Kabel sind geeignet für die feste Verlegung in Erde und in Wasser. Sie können direkt in den Boden, in Schutzrohre oder in Kabelkanäle gelegt werden.

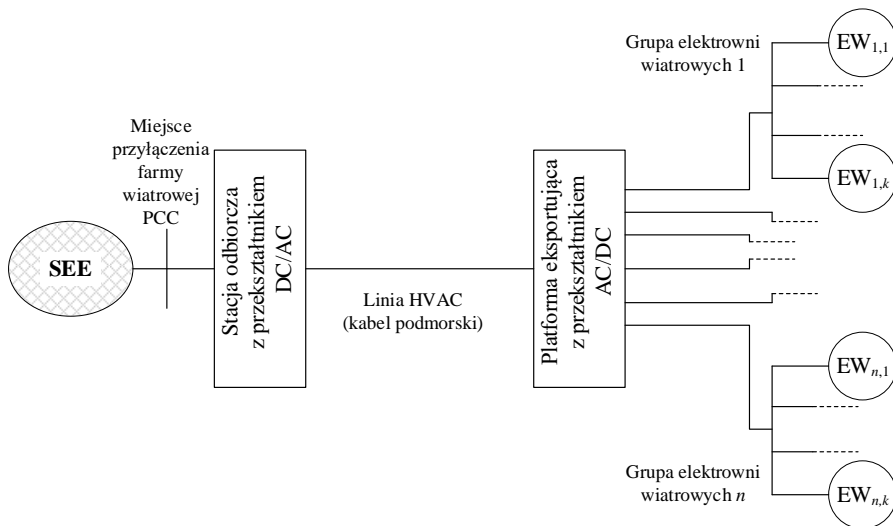
Properties:

Eigenschaften:

Conductor Leiter	Circular, stranded and compacted (Al or Cu), or solid (Al) Rund, mehrdrähtig und verdichtet (Al oder Cu) oder rund, eindrähtig (Al)
Oversheath Außenmantel	Different colours available, semi-conductive skin layer for testing of oversheath In verschiedenen Farben möglich, leitfähige Skinschicht für Mantelprüfung
FO cable LWL-Kabel	Integrated fibre optic cable for communication and temperature monitoring Integriertes Lichtwellenleiterkabel für Kommunikation und Temperaturüberwachung
Armouring	Capable of high tensile forces, adjusted to project specific requirements, available in steel, aluminium or mixed with plastic wires
Armierung	Aufnahme hoher Zugkräfte, angepasst an projektspezifische Anforderungen, möglich in Stahl, Aluminium oder gemischt mit Kunststoffdrähten

1

Rys. 3.14. Przykład podmorskiego kabla farmy [8]



Rys. 3.15. Schemat uproszczony przyłączenia farmy morskiej linią prądu stałego

3.9. Podsumowanie

Wiatrowe farmy morskie są budowane na bazie elektrowni wiatrowych o dużych mocach jednostkowych. Rozmieszczenie elektrowni i ich liczba są uzależnione od specyfiki projektu. Z uwagi na odległość farmy od miejsca przyłączenia oraz jej moc, przyłączenie może być realizowane linią prądu przemiennego lub stałego. W układzie elektrycznym będą się znajdowały linie kablowe o różnych długościach i transformatory o różnych mocach i napięciach znamionowych. Na obecnym etapie można przyjąć, że w przypadku elektrowni przyłączanych liniami prądu przemiennego nie jest wskazane stosowanie jednego, zastępczego i uniwersalnego modelu morskiej farmy wiatrowej dla potrzeb obliczeń zwarciovych. Poprawne wyniki można uzyskać po przygotowaniu modelu uwzględniającego parametry elektrowni wiatrowych, transformatorów oraz linii kablowych wykorzystując aktualne możliwości programu do obliczeń zwarciovych (np. programu SCC) w tym zakresie. Odmienne podejście można stosować w przypadku farmy przyłączanej za pośrednictwem układu prądu stałego. Dla takiego rozwiązania decydujące znaczenie dla wartości prądów zwarciovych będzie miało działanie przekształtnika i jego układu sterowania, więc może on być zamodelowany jako sterowalne źródło prądowe.

4. Modelowanie farm wiatrowych w programie do obliczeń zwarciovych – SCC

Modelowanie farm wiatrowych w programie służącym do wykonywania obliczeń zwarciovych zostanie zaprezentowane na przykładzie programu komputerowego SCC opracowanego przez pracowników Katedry Elektroenergetyki Politechniki Lubelskiej. Należy nadmienić, że program SCC oprócz farm wiatrowych, będących głównym przedmiotem zainteresowania niniejszej publikacji, uwzględnia także inne rodzaje źródeł, np. farmy fotowoltaiczne.

Podstawowym zadaniem programu SCC jest wykonywanie obliczeń zwarciovych dla różnych konfiguracji sieci SEE na poziomie systemu przesyłowego. Informacje o konfiguracji analizowanej sieci program czerpie z zewnętrznych plików dyskowych (pliki w zmodyfikowanym formacie KDM). Ponadto, posiada wbudowany moduł edycyjny pozwalający na kompleksowe zarządzanie danymi poszczególnych wariantów sieci.

Program powstał w środowisku programistycznym Embarcadero (dawniej Borland) Delphi i pracuje pod kontrolą systemu operacyjnego Windows (w różnych wersjach tego systemu). Jego wymagania sprzętowe określone są jednoznacznie przez wykorzystywany system operacyjny. Typowy komputer spełniający wymagania systemów operacyjnych z rodziny Windows spełnia także wymagania programu SCC i może być wykorzystywany do analizy nawet bardzo rozbudowanych modeli.

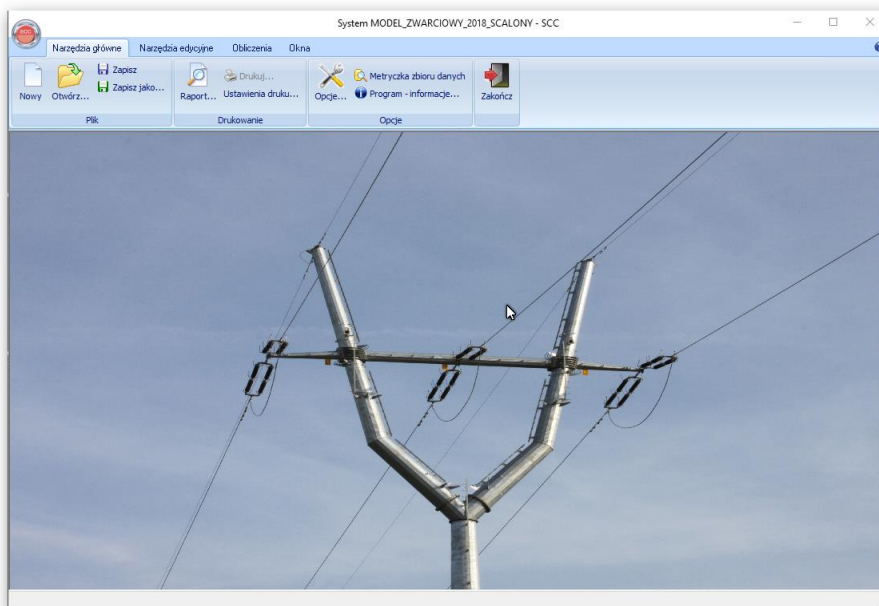
Zasady pracy z programem są analogiczne do tych obowiązujących dla wszystkich typowych aplikacji pracujących w środowisku Windows. Program udostępnia typowy interfejs użytkownika z menu głównym, paskami narzędzi, oknami dialogowymi oraz systemem pomocy kontekstowej. Interfejs użytkownika prezentuje rozwiązanie znane z pakietu Microsoft Office w wersjach 2013 i nowszych, czyli tzw. wstążkę (rys. 4.1).

Program SCC udostępnia narzędzie kreatora, które umożliwia zbudowanie kompletnych modeli farm wiatrowych w oparciu o elektrownie wiatrowe z generatorami synchronicznymi (FC) oraz generatorami asynchronicznymi (DFIG). Sposób działania kreatora zależy w dużej mierze od ustawień konfiguracyjnych programu, w których można zdefiniować domyślne wartości parametrów modelu (rys. 4.2), zarówno modelu uproszczonego (rozd. 3.1), jak i „dokładnego” (rozd. 3.2).

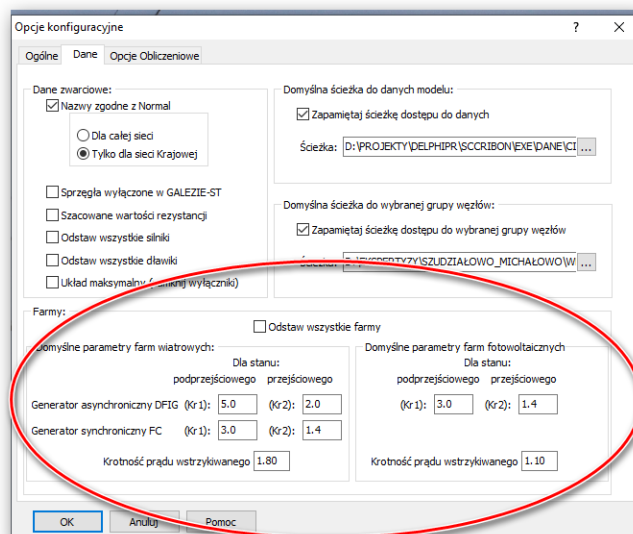
Wartości stałych rozruchu oraz krotności prądu wstrzykiwanego dostępne w opcjach konfiguracyjnych traktowane są jako wartości domyślne, ale w przypadku każdej farmy wiatrowej istnieje możliwość indywidualnego określenia wartości tych parametrów. Umożliwia to formularz edycyjny źródeł, który został zaprezentowany na rys. 4.3.

Na rys. 4.3 można zauważyć, że farmy wiatrowe traktowane są jako źródła typu F, natomiast w polu oznaczonym jako t_{yp} użytkownik może wybrać, czy

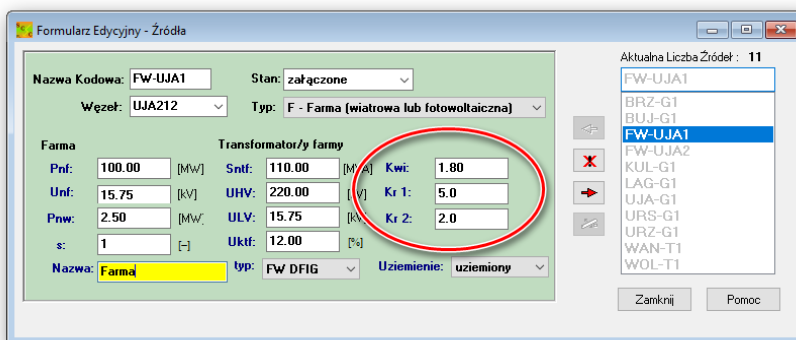
jest to farma wiatrowa z generatorami asynchronicznymi (FW DFIG) czy z generatorami synchronicznymi (FW FC).



Rys. 4.1. Główne okno programu SCC



Rys. 4.2. Opcje konfiguracyjne programu SCC dotyczące modelowania farm wiatrowych



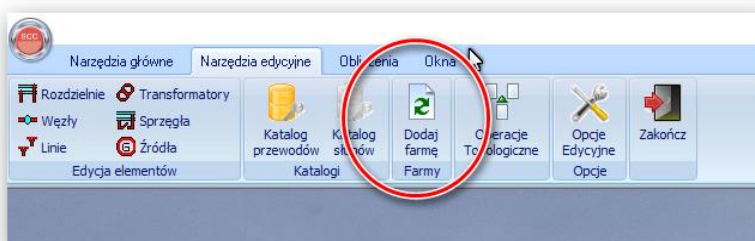
Rys. 4.3. Formularz edycji danych źródeł z wyróżnionymi polami stałych rozruchu i krotności prądów wstrzykiwanych

Modele farm wiatrowych można zbudować w oparciu o powyższe formularze edycyjne. Jest to tradycyjny sposób dostępny także dla źródeł innego typu, a także dla pozostałych elementów SEE. Sposób ten wymaga podania parametrów farmy oraz wcześniejszego przygotowania zmian topologicznych sieci w celu włączenia farmy do właściwego węzła sieci (PCC farmy).

4.1. Kreator – Dodaj farmę

Kreator – Dodaj farmę umożliwia wprowadzenie do aktualnego modelu sieci kompletnego modelu farmy wiatrowej łącznie z przeprowadzeniem kompleksowych zmian topologicznych sieci (wcinka w linii, odczep, jawne modelowanie transformatorów farmy).

Kreator dostępny jest z poziomu głównego menu programu (rys. 4.4).

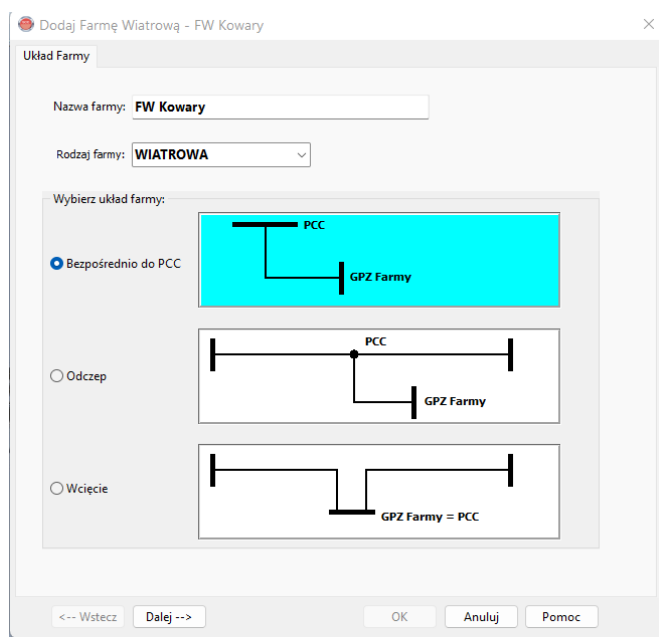


Rys. 4.4. Dostęp do kreatora – dodaj farmę z poziomu menu programu

Użytkownik, przechodząc przez kolejne ekrany kreatora, wprowadza kolejno informacje dotyczące rodzaju farmy, jej nazwy geograficznej, układu farmy oraz parametrów opisujących poszczególne elementy składowe farmy (generatory, transformatory elektrowni wiatrowej oraz transformatory WN/SN zainstalowane

w GPZ farmy. Kreator wyposażony jest w mechanizmy kontrolne oraz mechanizmy ułatwiające właściwy dobór parametrów (np. program automatycznie podpowiada jaką moc powinny posiadać transformatory zainstalowane w GPZ farmy, biorąc pod uwagę moc znamionową farmy oraz liczbę grup elektrowni wiatrowych wprowadzonych przez użytkownika). Po przejściu przez wszystkie ekrany kreatora i zatwierdzeniu wyborów przyciskiem [OK] program automatycznie przeprowadza czynności modelujące farmę wiatrową. Tworzone jest nowe źródło typu F (może być ich kilka) oraz, w razie potrzeby, dokonywana jest modyfikacja topologii sieci (budowa odczepu na linii, wciniki lub budowa dodatkowej linii łączącej GPZ farmy z PCC, a także jawne zamodelowanie transformatorów farmy, w przypadku, gdy użytkownik wybrał taką opcję).

Kolejne okna kreatora z przykładowymi wybranymi danymi zaprezentowano na kolejnych rysunkach. Pierwszy ekran kreatora (rys. 4.5) umożliwia wprowadzenie nazwy geograficznej farmy, ustalenie jej rodzaju (wiatrowa lub fotowoltaiczna), a przede wszystkim ustalenie sposobu przyłączenia farmy do sieci.



Rys. 4.5. Pierwszy ekran kreatora – wybór rodzaju farmy, układu farmy oraz ustalenie jej nazwy geograficznej

Kreator, w przypadku tej ostatniej opcji, przewiduje możliwość przyłączenia farmy bezpośrednio do PCC (przy czym możliwe jest tutaj zamodelowanie odcinka linii łączącej PCC farmy z GPZ farmy), poprzez odczep przyłączony do istniejącej linii lub wcinicie wykonane w istniejącej linii. W zależności od

dokonanego wyboru kolejne ekrany kreatora będą się prezentowały w sposób opisany niżej.

W przypadku wyboru opcji bezpośredniego przyłączenia farmy do PCC wyświetlany jest formularz zaprezentowany na rys. 4.6. W pierwszej kolejności użytkownik wybiera, za pomocą pola wyboru oznaczonego jako PCC, węzeł, do którego będzie przyłączona farma. Program oczekuje ponadto podania nazwy nowej linii, która połączy PCC z GPZ farmy oraz jej długości. Konieczne jest także podanie parametrów jednostkowych linii, przy czym użytkownik ma możliwość skorzystania z przycisku Ustaw domyślne w celu wygenerowania domyślnych wartości tych parametrów. W każdej chwili użytkownik może także skorzystać z przycisków Sprawdź poprawność nazwy w celu sprawdzenia, czy wprowadzone przez niego nazwy elementów systemu (linii i GPZ farmy) nie kolidują z nazwami elementów już istniejących w modelu.

Dodaj Farmę Wiatrową - FW Kowary

Bezpośrednio do PCC

PCC: KOW111

Nazwa Kodowa Linii: L-FWKOW Nazwa poprawna

Długość linii [km]: 5

Parametry jednostkowe linii [Ω /km]:

Składowa zgodna: Składowa zerowa:

R1j: 0.124 X1j: 0.4 R0j: 0.31 X0j: 1.0

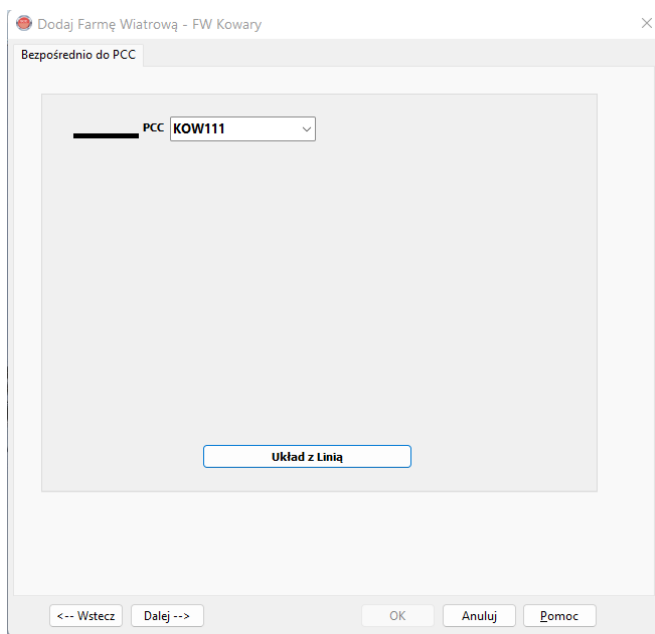
Nazwa Kodowa GPZ farmy: FKO111 Nazwa poprawna

<-- Wstecz Dalej --> OK Anuluj Pomoc

Rys. 4.6. Drugi ekran kreatora (dla bezpośredniego przyłączenia farmy do PCC) – opis układu farmy oraz ustalenie parametrów tego układu

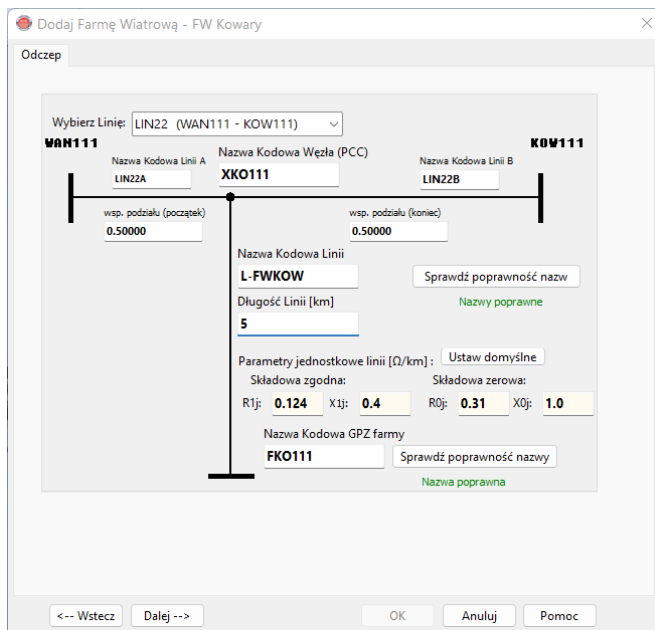
Z poziomu tego formularza dostępny jest również przycisk Układ bez Linii, który informuje kreator, że farma będzie przyłączona bezpośrednio do PCC bez udziału linii. Skorzystanie z tego przycisku zmieni postać formularza na zaprezentowaną na rys. 4.7. Pozostawienie pustych pól Nazwa Kodowa Linii oraz Długość linii będzie miało podobny efekt, czyli będzie także

informacją dla kreatora, że użytkownik nie zamierza modelować linii łączącej GPZ farmy z PCC.



Rys. 4.7. Drugi ekran kreatora (dla bezpośredniego przyłączenia farmy do PCC) – wariant bez linii łączącej GPZ farmy z PCC

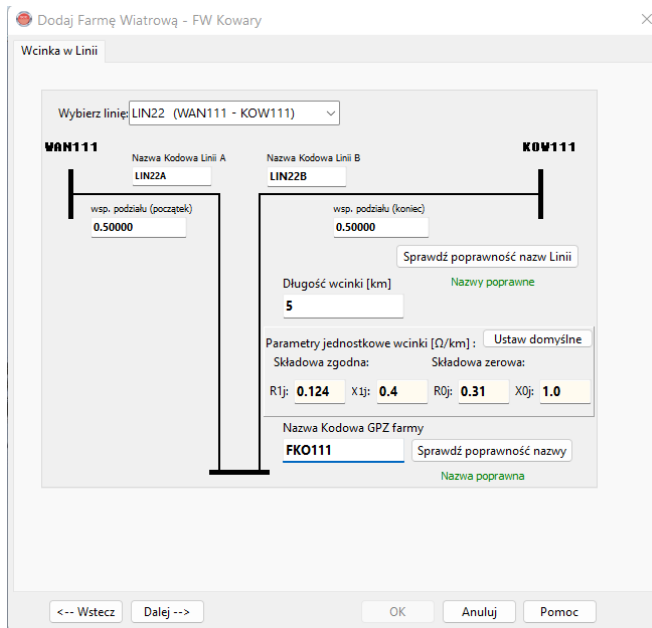
Inny wariant układu farmy to przyłączenie jej do odczepu wybranej linii (rys. 4.8). W pierwszej kolejności użytkownik wybiera za pomocą pola wyboru oznaczonego jako *Wybierz Linie*: linię, do której będzie przyłączona farma poprzez odczep. Program oczekuje ponadto podania lokalizacji odczepu w obrębie wybranej linii (określenia wartości współczynników podziału), nazwy węzła w punkcie podziału, nazwy nowo tworzonej linii odczepowej, która połączy punkt rozgałęźny (PCC farmy) z GPZ farmy oraz długości linii odczepowej, a także nazwy GPZ farmy. Pozostawienie pustych pól *Nazwa Kodowa Linii* oraz *Długość linii* będzie stanowiło informację dla kreatora, że użytkownik nie zamierza modelować linii odczepowej łączącej GPZ farmy z PCC, czyli farma będzie przyłączona bezpośrednio do linii w punkcie PCC. W przypadku modelowania linii odczepowej konieczne jest podanie parametrów jednostkowych linii, przy czym użytkownik ma możliwość skorzystania z przycisku *Ustaw domyślne* w celu wygenerowania domyślnych wartości tych parametrów.



Rys. 4.8. Drugi ekran kreatora (dla przyłączenia farmy do odczepu wybranej linii) – opis układu farmy oraz ustalenie parametrów tego układu

W każdej chwili użytkownik może także skorzystać z przycisków **Sprawdź poprawność nazw** lub **Sprawdź poprawność nazwy** w celu sprawdzenia, czy wprowadzone przez niego nazwy elementów systemu (węzła PCC, linii odczepowej i GPZ farmy) nie kolidują z nazwami elementów już istniejących w modelu.

Kolejny wariant układu farmy to przyłączenie jej do wcięcia wykonanego dla wybranej linii (rys. 4.9). W pierwszej kolejności użytkownik wybiera za pomocą pola wyboru oznaczonego jako **Wybierz Linie:** linię, do której będzie przyłączona farma poprzez jej wcięcie. Program oczekuje ponadto podania lokalizacji wcięcia w obrębie wybranej linii (określenia wartości współczynników podziału), nazw odcinków linii, które powstaną w wyniku wykonania wcięcia, długości wcięcia oraz nazwy GPZ farmy. Pozostawienie pustego pola **Długość wcięcia** będzie stanowiło informację dla kreatora, że użytkownik lokalizuje GPZ farmy bezpośrednio w miejscu wykonania wcięcia w linię. W przypadku niezerowej długości wcięcia konieczne jest podanie parametrów jednostkowych linii, przy czym użytkownik ma możliwość skorzystania z przycisku **Ustaw domyślne** w celu wygenerowania domyślnych wartości tych parametrów.



Rys. 4.9. Drugi ekran kreatora (dla przyłączenia farmy do wcięcia na wybranej linii) – opis układu farmy oraz ustalenie parametrów tego układu

W każdej chwili użytkownik może także skorzystać z przycisków *Sprawdź poprawność nazw linii* lub *Sprawdź poprawność nazwy* w celu sprawdzenia, czy wprowadzone przez niego nazwy elementów systemu (odcinków linii i GPZ farmy) nie kolidują z nazwami elementów już istniejących w modelu.

Po ustaleniu wszystkich parametrów dotyczących układu farmy użytkownik przekierowywany jest do następnego ekranu, gdzie można ustalić parametry farmy wiatrowej (rys. 4.10).

Kolorystyka pól dostępnych w obrębie paneli edycyjnych została tak dobrana, aby w sposób jednoznaczny informować użytkownika o tym, czy parametry opisujące farmę muszą być wprowadzone przez użytkownika (kolor biały), czy też będą automatycznie generowane przez program (kolor jasnoniebieski), chociaż są także dostępne do edycji i użytkownik może je zmienić. Konieczna do wprowadzenia jest nazwa kodowa farmy, jej moc całkowita oraz moc pojedynczej elektrowni wiatrowej. W przypadku farmy wiatrowej konieczne jest także określenie typu elektrowni (z generatorem asynchronicznym DFIG lub z generatorem synchronicznym FC). Pozostałe parametry są ustalane przez kreator, przy czym korzysta on tutaj z informacji zawartych w opcjach konfiguracyjnych programu (wartości stałych rozruchu i krotności prądu wstrzykiwanego) lub wewnętrznych algorytmów, które ustalają

wartości mocy znamionowych transformatorów farmy i transformatorów elektrowni wiatrowych.

Rys. 4.10. Trzeci ekran kreatora – ustalenie parametrów farmy (na rysunku farmy wiatrowej)

Formularz udostępnia mechanizm, który umożliwi operowanie zarówno wartościami stałych rozruchu (dla stanu podprzejściowego i przejściowego) oraz wartościami reaktancji X_d, X_d' w jednostkach względnych. W przypadku, gdy użytkownik poddaje je edycji są one przeliczane na bieżąco.

Na rys. 4.10 zaprezentowano przykład, w którym użytkownik zaznaczył opcję jawnego modelowania transformatorów farmy wiatrowej. W takim przypadku konieczne jest podanie nazwy transformatora (lub transformatorów) farmy oraz nazwy węzła (lub węzłów) po stronie SN GPZ farmy. To, czy program oczekuje pojedynczej docelowej nazwy czy raczej szablonu, na bazie którego zostaną wygenerowane nazwy więcej niż jednego elementu, zależy od wartości parametru wpisanego do pól: liczba grup elektrowni (dla farmy wiatrowej). W przypadku, gdy liczba grup jest większa niż 1 kreator utworzy odpowiednio dwa, trzy lub więcej zespołów elementów składających się z transformatora, generatora (reprezentującego elektrownie wiatrowe) i węzła SN pomiędzy transformatorem i generatorem. Wprowadzone w formularzu nazwy zostaną uzupełnione liczbą reprezentującą kolejny numer grupy. Przyciski *Sprawdź poprawność nazwy* oraz *Sprawdź poprawność nazw* umożliwiają sprawdzenie, czy wprowadzone nazwy nie kolidują z nazwami elementów już istniejących w modelu, przy czym sprawdzenie

dotyczy kompletu nazw, także tych wynikających z podziału na grupy elektrowni wiatrowych.

W przypadku, gdy farma wiatrowa przyłączana jest do węzła SN, okno parametrów opisujących farmę zmienia się w ten sposób, że wygaszana jest sekcja dotycząca transformatora farmy (rys. 4.11). Farma modelowana jest wówczas w postaci n oddzielnych elektrowni, przy czym ostatecznie reprezentowana jest w postaci pojedynczego bloku generator-transformator przyłączonego do węzła SN.

Przycisk OK uruchamia proces automatycznego tworzenia układu farmy. Niezależnie od tego, czy użytkownik korzystał wcześniej z przycisków sprawdzających unikalność nazw kontrola ta przeprowadzana jest ponownie, łącznie ze sprawdzeniem poprawności pozostałych parametrów. W przypadku, gdy kontrola wypadnie pozytywnie dalsze działania kreatora przebiegają już automatycznie, po czym, po utworzeniu wszystkich elementów tworzących modelowaną farmę wiatrową, kreator kończy swoje działanie wyświetlając stosowny komunikat a okno kreatora się zamyka. Jeżeli proces automatycznego tworzenia układu farmy zakończy się niepowodzeniem (niezależnie od etapu, na którym to niepowodzenie wystąpiło) kreator wycofuje wszystkie zmiany, po czym, po wyświetleniu komunikatu o błędzie, czeka na dalsze dyspozycje użytkownika. W tym przypadku okno kreatora nie jest zamykane.

Dodaj Farmę Wiatrową - FW Kowary

Parametry Farmy Wiatrowej

Parametry Farmy Wiatrowej

Farma Wiatrowa:

Nazwa Kodowa Farmy: **FW-KOW** Sprawdź poprawność nazwy

Moc znamionowa farmy [MW]: **10** Nazwy poprawne

Moc znamionowa silowni [MW]: **2** --> 2.2 [MVA]

Napięcie znamionowe farmy [kV]: **15.75** Typ silowni: DFIG (asynchroniczna)

Napięcie znamionowe silowni [kV]: **0.69** Liczba silowni: **5**

Reaktancja Krotność prądu Kwi: **2**

Dla stanu poprzedniego Dla stanu przejściowego

Kr1: **5.0** <-- lub --> Xd1: **0.200** [p.u.] Kr2: **2.0** <-- lub --> Xd2: **0.500** [p.u.]

Transformatory Silowni Wiatrowych:

Moc znamionowa [MVA]: **2.20** Napięcie zwarcia [%]: **6.00**

<-- Wstecz Dalej --> OK Anuluj Pomoc

Rys. 4.11. Okno parametrów farmy w przypadku farmy włączonej do węzła SN

Przycisk `Anuluj` zamyka okno kreatora bez wprowadzania zmian w aktualnym modelu sieci. Kreator prosi jednak o potwierdzenie chęci porzucenia wszystkich zmian edycyjnych dokonanych w poszczególnych formularzach kreatora. Przycisk `Pomoc` wywołuje okno z kontekstową pomocą programu SCC.

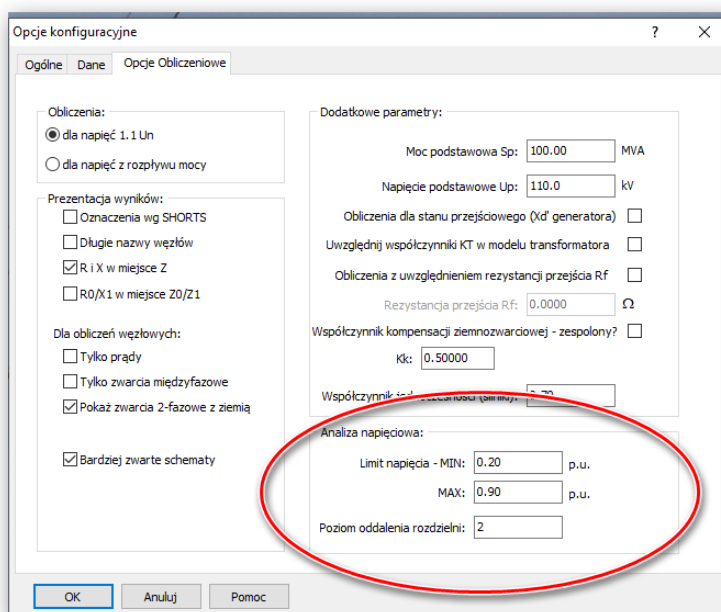
Bardzo istotną rolę pełnią przyciski `Wstecz` oraz `Dalej` dostępne z poziomu formularza kreatora farm. Umożliwiają one przejście do kolejnych formularzy kreatora lub powrót do formularzy poprzednich, np. w przypadku, gdy użytkownik zamierza zmienić projektowany układ farmy. Kreator stara się zawsze zapamiętać wcześniej wprowadzone modyfikacje parametrów (czy to układu farmy, czy parametrów samej farmy) i dopasować je do aktualnej sytuacji. Przykładem może być np. zadeklarowana wcześniej długość linii odczepowej, która po zmianie układu farmy na wcięcie w linię może dotyczyć długości wcinki.

Nie ma natomiast możliwości zapamiętania zmian wprowadzanych w poszczególnych formularzach kreatora po jego zamknięciu. Po wykonaniu swojego zadania, czyli po utworzeniu modelu farmy, kreator zamyka swoje okno i wszystkie parametry są tracone. Proces tworzenia modelu kolejnej farmy rozpoczyna się zawsze od zera. Dostęp do elementów utworzonych przy pomocy kreatora odbywa się poprzez standardowe opcje edycyjne programu SCC.

4.2. „Dokładny” model farmy wiatrowej w programie SCC

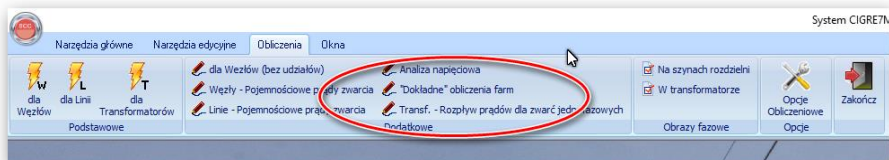
Implementacja „dokładnego” modelowania farm wiatrowych w programie SCC ma miejsce na kilku poziomach. Przede wszystkim, ustawienia opcji konfiguracyjnych pozwalają na określenie kształtu charakterystyki przetrwania farm (LVRT), a więc poziomów napięć, przy których farma będzie pracowała podczas zwarć jako sterowalne źródło prądowe (rys. 4.12).

Kolejny parametr dotyczy poziomu oddalenia rozdzielni, czyli określenia obszaru, w którym program będzie poszukiwał farm na tyle bliskich miejsca zwarcia, by spełniać kryteria modelowania „dokładnego”.



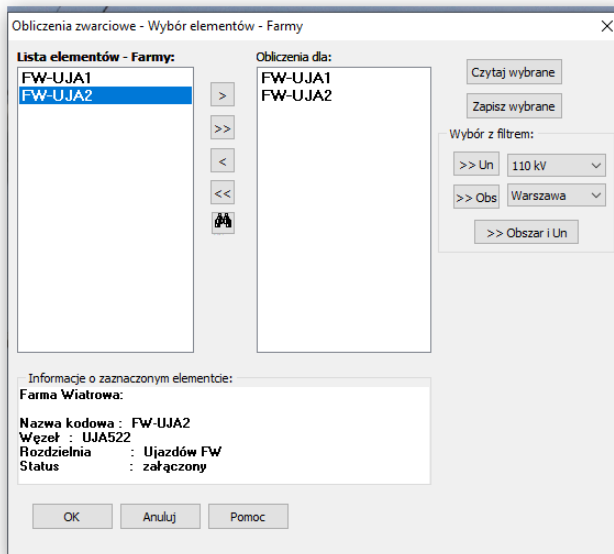
Rys. 4.12. Opcje dotyczące „dokładnego” modelowania farm

Obliczenia z wykorzystaniem „dokładnego” modelowania farm rozpoczynają się od wybrania właściwej pozycji z menu programu SCC (rys. 4.13).



Rys. 4.13. Obliczeniowa „dokładne” dla farm

Powyższa funkcja programu bazuje na obliczeniach węzłowych, czyli tzw. rozpływach pierwszego rzędu. Tak więc w pierwszym kroku należy wskazać węzeł, w którym zlokalizowane zostanie zwarcie. W tym przypadku możliwy jest wybór tylko jednego węzła. W dalszej kolejności program, korzystając z określonego w opcjach konfiguracyjnych zakresu poszukiwań farm, przeszukuje model sieci i znajduje zlokalizowane w pobliżu miejsca zwarcia farmy wiatrowe i fotowoltaiczne. Efekt tych poszukiwań zostaje wyświetlony w oknie dialogowym pokazanym na rys. 4.14.



Rys. 4.14. Wybór farm wiatrowych do „dokładnych” obliczeń

Okno umożliwia wytypowanie dodatkowych farm, także tych nie zaliczonych przez algorytm jako farmy bliskie zwarceniu. Po dokonaniu ostatecznego wyboru i zatwierdzeniu go przyciskiem OK program uruchamia algorytm opisany powyżej. Wyniki obliczeń prezentowane są w następujący sposób.

Program SCC : Obliczenia dokładne dla farm wiatrowych

NWE NWL Sk Ik3 Ik2 Ik1 Ik1E
 [MVA] [A] [A] [A] [A]

Zwarcie w węźle : **LAG211** Un = **220.00** kV

LAG211 3123 8196 7216 10077 10077

napięcie w [p.u.]

FW-UJA1 UJA212 0.59

Z powyższych obliczeń wynika, że tylko jedna z wybranych farm znalazła się w zakresie charakterystyki przetrwania. Udział prądowy tej farmy został uwzględniony w wynikach obliczeń. Obliczenia przeprowadzone dla tego samego węzła, ale przy klasycznym modelowaniu farm dały następujące rezultaty:

Program SCC : Tablica rozpiływów I-go rzędu (obliczenia dla 1,1 Un)

NWE NWL Sk Ik3 Ik2 Ik1 Ik1E
[MVA] [A] [A] [A] [A]

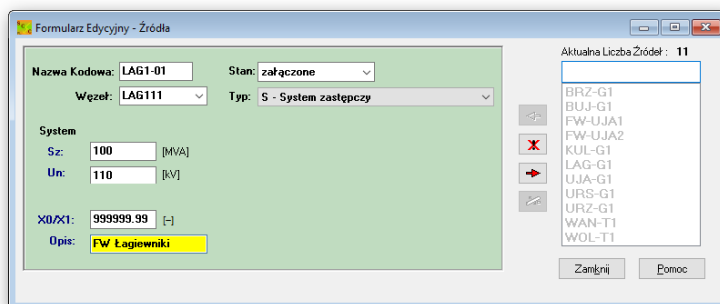
Zwarcie w węźle : LAG211 Un = 220.00 kV

LAG211 3218 8446 7315 10120 10120

Wartości wielkości zwarciovych dla klasycznego modelowania farm są nieco wyższe od tych samych wartości uzyskanych przy „dokładnym” modelowaniu farm wiatrowych. Moc zwarciova jest większa o około 100 MVA, natomiast prąd zwarcia trójfazowego jest większy o około 250 A. W przypadku rzeczywistych sieci SEE i dużej koncentracji farm wiatrowych różnice mogą być znacznie większe, dlatego jak już wspomniano w rozdz. 3.5.4, warto wypracować decyzję o przyjęciu konkretnego sposobu modelowania farm wiatrowych jako obowiązującego (lub rekomendowanego) w analizach zwarciovych.

4.3. Zastępcza moc zwarciova jako model farmy wiatrowej

Operowanie zastępczą mocą zwarciova dostępne jest w programie SCC w przypadku źródeł typu S. Domyślnie źródła tego typu przeznaczone są do reprezentowania systemów zastępczych, ale nic nie stoi na przeszkodzie, aby w ten sposób modelować źródła dowolnego typu. Wśród danych opisujących źródła typu S, oprócz mocy zwarciovej, znaleźć można wartość stosunku X_0/X_1 . Wpisując w to pole wartość reprezentującą nieskończoność (999999,99) można wyeliminować składową symetryczną zerową. Oczywiście jeżeli transformator farmy wiatrowej pracuje z uziemionym punktem gwiazdowym po stronie WN należy uwzględnić udział składowej zerowej od farmy ustalając właściwą wartość tego parametru. Pole Opis służy z kolei do określenia (opisania) elementu, który reprezentowany jest przez źródło typu S. Można więc w tym miejscu wpisać informację, że jest to właśnie farma wiatrowa (rys. 4.15).



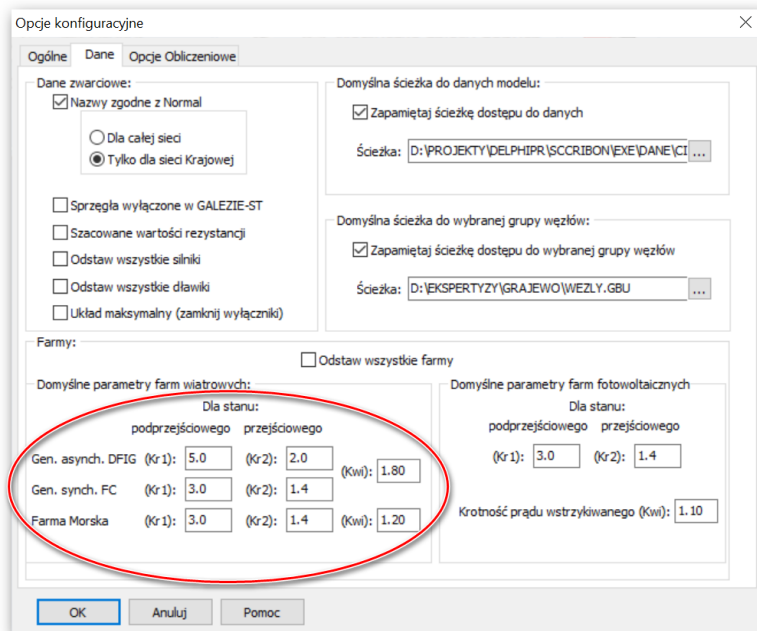
Rys. 4.15. Farma wiatrowa jako źródło typu „S”

4.4. Implementacja modelowania farm morskich

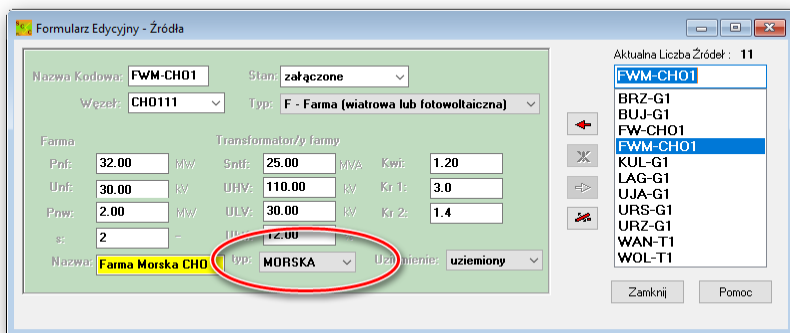
W obecnej wersji programu rozbudowano działanie kreatora farm o możliwość zbudowania kompletnych modeli farm wiatrowych w oparciu o turbiny wiatrowe z generatorami synchronicznymi (FC) oraz z generatorami asynchronicznymi (DFIG), a także modeli Farm Wiatrowych Morskich. Nowe działanie kreatora, a przede wszystkim uwzględnienie w nim farm morskich, pociągnęło za sobą konieczność wprowadzenia zmian w innych częściach programu. Można je zauważyć np. w opcjach konfiguracyjnych (rys. 4.16).

Zaprezentowane na rys. 4.16 wartości parametrów farm wiatrowych (lądowych i morskich) oraz farm fotowoltaicznych traktowane są jako wartości domyślne. Użytkownik może skorzystać z tych wartości na dowolnym etapie modelowania farm. Program automatycznie wypełnia właściwe pola edycyjne w przypadku, gdy użytkownik pozostawi je puste, bądź będą w nich domyślne wartości, a użytkownik zmieni typ farmy.

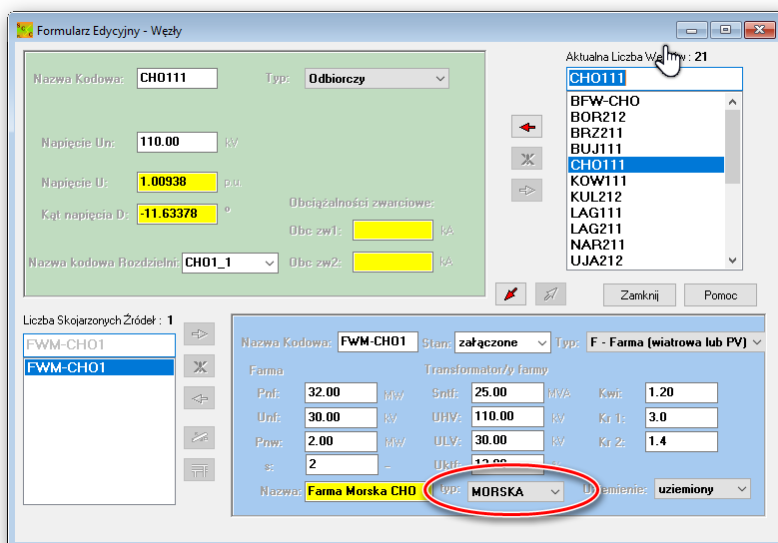
Jak już wspomniano, modele farm wiatrowych (lądowych i morskich) można zbudować w oparciu o standardowe formularze edycyjne (edycja węzłów i edycja źródeł). Wszystkie farmy traktowane są jako źródła tego samego typu, czyli źródła typu F. Rozróżnienie następuje w polu oznaczonym jako `typ` (rys. 4.17, rys. 4.18), gdzie użytkownik może wybrać, czy jest to farma wiatrowa lądowa z generatorami asynchronicznymi (FW DFIG), z generatorami synchronicznymi (FW FC) czy farma wiatrowa morska (MORSKA).



Rys. 4.16. Opcje konfiguracyjne programu SCC dotyczące modelowania farm wiatrowych



Rys. 4.17. Formularz edycji danych źródeł z wyróżnionym polem wyboru typu farmy



Rys. 4.18. Formularz edycji danych węzłów i przyłączonych do nich źródeł z wyróżnionym polem wyboru typu farmy

Jak już wspomniano, oprócz tradycyjnego sposobu dostępnego także dla źródeł innego typu, a także dla pozostałych elementów SEE, program SCC umożliwia wykorzystanie kreatora Dodaj farmę.

Działanie kreatora, w kontekście modelowania morskich farm wiatrowych, zmieniło się nieznacznie (rozdz. 4.1). W zakładce umożliwiającej wprowadzenie parametrów farmy wiatrowej dodano możliwość wyboru typu elektrowni. Obok elektrowni wiatrowej z generatorami asynchronicznymi DFIG i elektrowni z generatorami synchronicznymi FC pojawiła się możliwość wyboru Farmy

Morskiej. Wybór ten związany jest z pobraniem domyślnych parametrów farmy adekwatnych do jej typu.

The screenshot shows a software window titled "Dodaj Farmę Wiatrową - FWM CHO". The main section is "Parametry Farmy Wiatrowej". Under "Farma Wiatrowa:", the "Typ siłowni" dropdown menu is highlighted with a red circle and contains the text "Farma Morska". Other fields include "Nazwa Kodowa Farmy" (FW-FWM C), "Moc znamionowa farmy [MW]" (50), "Moc znamionowa siłowni [MW]" (5), "Napięcie znamionowe farmy [kV]" (30.00), "Napięcie znamionowe siłowni [kV]" (0.69), and "Krotność prądu Kwi" (1). The "Reaktancja" section has fields for "Kr1" (3.0), "Xd" (0.333), "Kr2" (1.4), and "Xd" (0.714). The "Transformator/y Farmy:" section includes "Moc znamionowa [MVA]" (32.00), "Napięcie zwarcia [%]" (12.00), "Uziemienie?" (TAK), and a checkbox for "Jawne modelowanie transformatorów farmy?". The "Transformatory Siłowni Wiatrowych:" section has "Moc znamionowa [MVA]" (6.60) and "Napięcie zwarcia [%]" (6.00). Navigation buttons at the bottom include "<-- Wstecz", "Dalej -->", "OK", "Anuluj", and "Pomoc".

Rys. 4.19. Ustalenie parametrów farmy (na rysunku Farmy Morskiej)

Podkreślić należy, że zgodnie z rozważaniami prowadzonymi w poprzednich podrozdziałach tego rozdziału termin Farma Morska należy rozumieć jako specyficzny typ elektrowni wiatrowej wykorzystywany w morskich farmach wiatrowych, całość zaś farmy zostanie odwzorowana za pomocą oddzielnych elementów. Czyli, w tym przypadku, zaleca się zaznaczenie opcji Jawne modelowanie transformatorów farmy.

5. Podsumowanie

Program komputerowy SCC jest jednym z wielu programów realizujących obliczenia zwarciove. Ma bogatą historię sięgającą roku 1987, kiedy to na Politechnice Lubelskiej powstał program ZWPC, działający w środowisku MS DOS, który ułatwiał wykonywanie obliczeń zwarciowych dla modeli sieci elektroenergetycznej o rozmiarach nie przekraczających 300 węzłów. Pomimo prostego interfejsu użytkownika ułatwiał zadania związane z wykonywaniem obliczeń zwarciowych i znalazł swoich pierwszych zadowolonych użytkowników. Poniżej zaprezentowano listę kolejnych odsłon programu zwarciowego, który był także wykorzystywany w różnych projektach realizowanych przez różne instytucje krajowe i zagraniczne:

- 1987 – **ZWPC**; pierwsza wersja programu zwarciowego opracowana na Politechnice Lubelskiej.
- 1993 – Pakiet programów obliczeniowych dla Zakładu Energetycznego Warszawa Miasto, Warszawa Teren i Białystok; pakiet zawierał zmodyfikowaną wersję programu ZWPC rozszerzoną o menu rozwijane i proste okna dialogowe; projekt realizowany wspólnie z Politechniką Warszawską.
- 1994 – Moduł obliczeń zwarciowych dla systemu Rozwój; wspólnie z Politechniką Śląską, Politechniką Warszawską oraz Centrum Informatyki Energetyki opracowano system komputerowy wspomagający planowanie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego; zmodyfikowana wersja programu ZWPC była elementem składowym tego systemu.
- 1995 – Pakiet programów edukacyjnych realizowany w ramach programu Tempus; program ZWPC z angielskim interfejsem użytkownika wszedł w skład pakietu programów edukacyjnych udostępnionych następnie studentom w pięciu ośrodkach naukowych; projekt realizowany wspólnie z Uniwersytetem w Durham (Wielka Brytania), Uniwersytetem w Darmstadt (Niemcy), Uniwersytetem w Ljubljanie (Słowenia) oraz Politechniką Warszawską.
- 1996 – **Shorts**; kompletnie przebudowana aplikacja realizująca obliczenia zwarciove, działająca nadal w środowisku MS DOS, ale napisana z wykorzystaniem metod programowania zorientowanego obiektowo, wykorzystująca pamięć rozszerzoną, a więc zdolna do analiz sieci składających się z wielu tysięcy węzłów; nowoczesny interfejs użytkownika zdecydowanie ułatwiał pracę z programem.
- 2001 – Moduł obliczeń zwarciowych systemu DANTEZ, czyli systemu, którego zadaniem była ewidencja oraz wspomaganie procesu nastawiania układów Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieceniowej; moduł obliczeń zwarciowych, czyli zmodyfikowana wersja aplikacji Shorts, był

elementem składowym tego systemu; projekt realizowany wspólnie z Politechniką Poznańską.

- 2003 – Moduł obliczeń zwarciovych systemu PRIMSP, czyli kolejnej odsłony systemu wspomagającego planowanie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego; moduł obliczeń zwarciovych, czyli zmodyfikowana wersja aplikacji Shorts, był elementem składowym tego systemu; projekt realizowany wspólnie z firmą Energoprojekt Consulting (obecnie PSE Innowacje).
- 2004 – SCC; po raz kolejny kompletnie przebudowana aplikacja realizująca obliczenia zwarciove, działająca już w środowisku Windows, napisana z wykorzystaniem metod programowania zorientowanego obiektowo, oferująca wszystkie udogodnienia graficznego systemu operacyjnego.
- 2006 – SCC Edu, SCC Industrial; wersje programu SCC przeznaczone dla studentów oraz dla przedsiębiorstw związanych z szeroko pojętą elektroenergetyką.
- 2010 – Modele przęsłowe w programie SCC Industrial; wersja programu SCC, która umożliwia dokładne modelowanie linii napowietrznych na poziomie pojedynczych przęsł.
- 2010 – Modelowanie farm wiatrowych w programach SCC; w tym roku po raz pierwszy pojawił się kreator farm wiatrowych, którego nowsza wersja została opisana w rozdz. 4.1.
- 2014 – SCC z nowoczesnym interfejsem użytkownika, czyli tzw. wstążką.

Program SCC jest wykorzystywany w procesie dydaktycznym realizowanym przez Politechnikę Lubelską (wykorzystywany jest także przez inne uczelnie wyższe: Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Politechnikę Poznańską, Politechnikę Gdańską, Politechnikę Bydgoską). Pierwszy kontakt z programem studenci nawiązują na zajęciach laboratoryjnych z przedmiotu Sieci Elektroenergetyczne. Jedno z ćwiczeń polega na przeprowadzeniu analizy zwarciovej dla modelu sieci przemysłowej 6 kV. Kolejny raz studenci, już tym razem studenci studiów magisterskich na specjalności elektroenergetyka, korzystają z programu na zajęciach z przedmiotu Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa. Obliczenia zwarciove ułatwiają studentom dobór i realizację nastaw układów EAZ. Szerszy zakres wykorzystania programu SCC realizowany jest w ramach przedmiotu Komputerowa Analiza Systemów Elektroenergetycznych, gdzie analiza zwarciova dotyczy już bardziej rozbudowanych modeli sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Oczywiście program SCC nie jest jedynym programem udostępniającym możliwość wykonywania obliczeń zwarciovych. Warto wspomnieć o programie PSLF opracowanym przez firmę General Electric [29], wykorzystywanym nie tylko do obliczeń zwarciovych, ale także do analiz rozplływów mocy oraz badań

stabilności systemów elektroenergetycznych. Moduł obliczeń zwarciovych jest jednym z modułów programu. Taki sam zakres możliwości oferuje program PowerWorld opracowany przez Kanadyjską firmę PowerWorld Corporation [27] oraz coraz bardziej popularny w Polsce program DigSilent PowerFactory [28]. Przegląd najbardziej popularnych programów do obliczeń zwarciovych można znaleźć w [16].

Niezależnie jednak od tego, który z powyższych pakietów zostanie wybrany przez użytkownika do konkretnych prac wykorzystujących wyniki analizy zwarciovych, warto pamiętać o tym, że poprawne wyniki takiej analizy można uzyskać tylko wtedy, gdy dysponuje się poprawnym modelem analizowanej sieci. Jednymi z elementów modelu są źródła OZE, w tym farmy wiatrowe, które coraz częściej i w coraz szerszym zakresie pojawiają się w poszczególnych punktach sieci. Warto więc zwrócić uwagę na to, by elementom tym przypisać właściwy model, który odwzoruje specyfikę ich zachowania w trakcie zakłócenia o charakterze zwarciovym, biorąc jednocześnie pod uwagę uproszczony charakter typowych obliczeń zwarciovych.

Literatura

- [1] Enercon. <https://www.enercon.de/en/contact/#Firma> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [2] Gamesa. <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [3] GE Haliade-X 12 MW offshore wind turbine platform. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [4] Informacje o planach budowy wiatrowych farm morskich w Polsce. <https://gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/34696/polenergia-i-equinor-maja-zgode-na-kolejny-projekt-offshore> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [5] Planowane farmy morskie w Polsce. <https://wysokienapiecie.pl/10379-morskie-farmy-wiatrowe-planowane-na-baltyku/> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [6] PN-EN 60909 Short circuit calculations in three phase a.c. systems.
- [7] Producent kabli. <https://www.jdrcables.com/> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [8] Producent kabli NKT. <https://www.nkt.com/products-solutions/high-voltage-cable-solutions/high-voltage-offshore-solutions/high-voltage-offshore-ac-cables> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [9] IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, USA, June 12-16, 2005, 2005.
- [10] A Review on Grid-connected Converter Control for Short Circuit Power Provision under Grid Unbalanced Faults, 2017.
- [11] Bresesti P, Kling W. L, Hendriks R. L, Vailati R.: *HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System*, IEEE Transactions On Energy Conversion, vol. 22, no. 1, 2007, pp. 37–43.
- [12] El-Naggar A.: *Standard Calculation of Fault Current Contribution of Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbine*. [sine loco]: IntechOpen, 2016.
- [13] Representation of Enercon Wind Turbines for Steady State Short-Circuit Calculations, 19.11.2007.
- [14] Ghezelayagh M.: “Protection & Control Systems of Wind Farm Power Plants”: *Setting, Design and Integration to grid (Onshore & Offshore)*
- [15] Kacejko P.: *Analiza systemu elektroenergetycznego w ujęciu obiektowym*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1998.
- [16] Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Smolarczyk A.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2022.

- [17] Kacejko P, Miller P.: „Analiza zwarciowa sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem farm wiatrowych traktowanych jako sterowane źródła prądowe”, *Acta Energetica*, nr. 3, 2011, pp. 46–57.
- [18] Lubośny Z.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Naukowe PWN, WNT, Warszawa 2016.
- [19] Lubośny Z.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa farm wiatrowych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, WNT, Warszawa 2017.
- [20] Nordex, Technical Description, “Simulation of short circuit”, K08, *Grid short circuit with double fed asynchronous generator*, F008_224_EN, Revision 2, 2008_07.
- [21] Reidy A, Watson R.: “Comparison of VSC based HVDC and HVAC Interconnections to a Large Offshore Wind Farm” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005: IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated, 2005, pp. 71–78.
- [22] Ruddy J, Meere R, O’Donnell T, *A Comparison of VSC-HVDC with Low Frequency AC for Offshore Wind Farm Design and Interconnection*, 12th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference EERA DeepWind’2015, 2015.
- [23] Krontiris A, Sandeberg P: HVDC technology for offshore wind is maturing, Article 03/2018 <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [24] Samaan N, Zavadil R, Smith J.C., Conto J: *Modeling of wind power plants for short circuit analysis in the transmission network*, Conference Paper May 2008 DOI: 10.1109/TDC.2008.4517099 Source: IEEE Xplore
- [25] Vestas. <https://www.vestas.com/en/products/offshore> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [26] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. <https://www.pse.pl/home> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [27] Program komputerowy PowerWorld. <https://www.powerworld.com> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [28] Program komputerowy DigSilent PowerFactory. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [29] Program komputerowy GE PSLF. <https://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf> Dostęp on-line: listopad 2022.
- [30] Muyeen M., Takahashi R., Murata T., Tamura J.: “Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Wind Turbine Generator System During Network Disturbance”, *Renewable Power Generation*, IET 3(1):65 – 74, April 2009.
- [31] Jasiński A.W., Kacejko P., Matuszczak K., Szulczyk J., Zagubień A.: *Elektrownie wiatrowe w środowisku człowieka*, Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk, Lublin 2022.