

## ANALIZA WPLYWU SPOSOBU MODELOWANIA NOWYCH ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH NA WSKAŹNIKI OCENY STABILNOŚCI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr MILLER<sup>1</sup>, Marek WANCERZ<sup>2</sup>

1. Politechnika Lubelska  
tel: 81 5374737 e-mail: p.miller@pollub.pl
2. Politechnika Lubelska  
tel: 81 5374736 e-mail: m.wancerz@pollub.pl

**Streszczenie:** W artykule zbadano wpływ sposobu i dokładności modelowania układów automatycznej regulacji nowych bloków wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności systemu elektroenergetycznego. Wskaźnikami oceny są czasy krytyczne trwania zwarcia  $t_{kr}$  oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności  $k_t$ , czasy połowienia  $t_{50\%}$  oraz czasy regulacji  $t_{15\%}$ .

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, stabilność, planowanie rozwoju sieci

### 1. WSTĘP

Operatorzy sieci przesyłowej zobowiązani są do opracowywania planów rozwoju systemu elektroenergetycznego (SEE) w różnych horyzontach czasowych. Dla każdego z tych okresów zakłada się scenariusze rozwoju sieci oraz prognozuje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i związany z nim wzrost wytwarzania energii elektrycznej połączonej z koniecznością ustalenia lokalizacji i sposobu przyłączania nowych źródeł wytwórczych do istniejącego SEE.

Analizy systemowe prowadzone w ramach planowania rozwoju SEE powinny obejmować zarówno analizy statyczne, jak i dynamiczne. W zakresie analiz statycznych prowadzone są obliczenia: rozptyłów mocy, zwarc, kompensacji mocy biernej oraz obliczenia niezawodnościowe. W zakresie analiz dynamicznych wyznacza się: stabilność kątową przejściową, stabilność kątową lokalną, stabilność napięciową oraz stabilność częstotliwościową.

W trakcie analiz dokonuje się oceny zachowania systemu pod wpływem zdarzeń polegających na wystąpieniu zakłóceń i ich likwidacji. Wśród analizowanych zdarzeń można wyróżnić zdarzenia planistyczne (mniej lub bardziej prawdopodobne), które brane są pod uwagę w procesie planowania rozwoju SEE, i dla których standardy zachowania SEE muszą być spełnione, oraz zdarzenia ekstremalne (mało prawdopodobne), dla których dopuszcza się niespełnienie standardów zachowania SEE.

Z punktu widzenia niniejszego artykułu istotne są analizy dynamiczne, a szczególnie stabilność kątowna przejściowa oraz wskaźniki oceny stabilności SEE.

### 2. STABILNOŚĆ KĄTOWA PRZEJŚCIOWA

Zachowanie stabilności kątowej przejściowej jest warunkiem koniecznym bezpiecznej pracy SEE, jest to też jedno z podstawowych kryteriów oceny stanu systemu elektroenergetycznego. Stabilność kątowna jest zachowana, jeżeli spełnione są następujące warunki [1,2,3]:

- dla każdego zdarzenia planistycznego system zachowuje synchronizm i dąży do ustalonego punktu pracy,
- tłumienie kołysań elektromechanicznych po wystąpieniu dużych zakłóceń jest zadowalające.

Warunek pierwszy stabilności kątowej przejściowej można sprawdzić wykonując symulację komputerową przebiegu stanu nieustalonego wywołanego zdarzeniem [4]. W przypadku sieci 400 i 220 kV przyjmuje się, że normalny czas likwidacji zakłócenia to 120 ms, natomiast czas opóźniony to 300÷500 ms [5]. W artykule przyjęto założenie, że badane będą zdarzenia polegające na wystąpieniu zwarcia trójfazowego (K3) blisko szyn stacji elektrownianej, likwidowanego z czasem normalnym przez definitywne wyłączenie linii. Wskaźnikami oceny odporności SEE na zakłócenia są wartości czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności  $k_t$  wyznaczone ze wzoru [1,2]:

$$k_t = 100 \cdot \frac{t_{kr} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (1)$$

gdzie:  $t_{kr}$  – krytyczny czas trwania zwarcia, tj. maksymalny czas trwania zwarcia, dla którego SEE jest stabilny,  $t_{zw}$  – rzeczywisty czas likwidacji zakłócenia

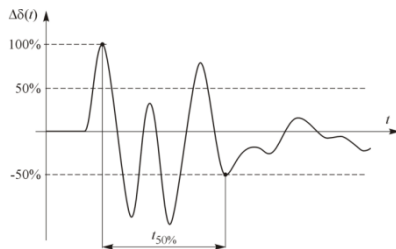
Dla zdarzeń planistycznych wymaga się, aby współczynnik zapasu stabilności kątowej przejściowej spełniał następujący warunek [3,6]:

$$k_t \geq (10 \div 20)\% \quad (2)$$

Drugi warunek stabilności kątowej przejściowej (dotyczący tłumienia kołysań elektromechanicznych) można sprawdzić korzystając z wyników symulacji komputerowej przebiegów nieustalonych. Wskaźnikiem oceny stabilności systemu jest czas regulacji, zdefiniowany jako czas, po którym badany przebieg nie wychodzi poza strefę kontrolną o zadanej szerokości, podawanej zwykle w procentach wartości amplitudy pierwszego wychylenia. W analizach kołysań wirników generatorów synchronicznych wykorzystuje się dwa wskaźniki tego typu [1,2,3]:

- czas regulacji  $t_{15\%}$  odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 15% pierwszego wychylenia,
- czas regulacji  $t_{50\%}$  odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 50% pierwszego wychylenia.

Czas regulacji  $t_{50\%}$  nazywany jest czasem połowienia. Ilustruje to rysunek 1, na którym czas połowienia  $t_{50\%}$  oznaczono jako czas, po którym przebieg  $\Delta\delta(t)$  nie wychodzi poza 50% amplitudy pierwszego wychylenia.



Rys. 1. Ilustracja definicji czasu połowienia  $t_{50\%}$  [3]

Czasy regulacji należy określić dla krytycznego czasu trwania zwarcia na podstawie przebiegów uzyskanych w trakcie symulacji przebiegu stanu nieustalonego. W tabelicy 1 podano wartości czasów regulacji, dla których tłumienie można uznać za wystarczające.

Tabela 1. Kryteria wystarczającego tłumienia kołysań w SEE

Rodzaj kołysań	Czas regulacji $t_{50\%}$	Czas regulacji $t_{15\%}$
wewnątrzsystemowe	$\leq 5$ s	$\leq 15$ s
międzysystemowe	$\leq 7$ s	$\leq 20$ s

Aby poprawnie wyznaczyć wartości wskaźników oceny stabilności należy przeprowadzić badania symulacyjne na pełnym modelu SEE. W modelu należy odwzorować wszystkie czynniki, które mogą mieć wpływ na przebieg stanu nieustalonego.

### 3. MODEL GENERATORA SYNCHRONICZNEGO

W programach symulacyjnych wykorzystuje się różne modele matematyczne generatorów synchronicznych. Nazwy najczęściej wykorzystywanych modeli, zgodne z nomenklaturą IEEE, to gencls, genrou oraz gensal.

Model klasyczny generatora synchronicznego, gencls, to model drugiego rzędu, który tworzą tylko równania ruchu. Pozostałe modele to tzw. modele szóstego rzędu. Model genrou wykorzystywany jest do modelowania maszyn synchronicznych o wirniku cylindrycznym z biegunami utajonymi (turbogeneratorów), natomiast model gensal wykorzy-

stywany jest do modelowania maszyn synchronicznych z biegunami wydatnymi (hydrogeneratorów). Szczegółowy opis poszczególnych modeli z wykazem parametrów i schematami układów regulacji można znaleźć w literaturze [7,8].

Jeszcze większa różnorodność modeli występuje w przypadku układów wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów synchronicznych. W modelach wykorzystywane są modele statycznego układu wzbudzenia i regulacji napięcia exst1 oraz modele maszynowego układu wzbudzenia i regulacji napięcia exacla. Z układami wzbudzenia skojarzone są także stabilizatory systemowe jednoweściowe oraz wieloweściowe. Przedstawicielem modelu stabilizatora jednoweściowego jest układ ieeest, natomiast model stabilizatora wieloweściowego reprezentowany jest przez układ pss2a.

Różnorodność wykorzystywanych modeli układów regulacji turbin wynika z rodzaju czynnika roboczego (para, woda, gaz), konstrukcji turbiny (w przypadku np. turbin wodnych) oraz struktury regulatora turbiny. W modelach KSE wykorzystuje się trzy podstawowe modele układów regulacji turbin: ieeeg1, hygov oraz gast.

Zróznicowanie modeli oraz mnogość parametrów je opisujących może sprawiać trudności w ich skompletowaniu, szczególnie w przypadku nowych zespołów wytwórczych. Czy wystarczy przyporządkować im modele klasyczne drugiego rzędu, czy też konieczne będzie bardziej dokładne modelowanie? Czy w przypadku układów regulacji trzeba szukać ich optymalnych parametrów, czy też wystarczy skorzystać z modeli referencyjnych [3] ?

### 4. PROBLEM BADAWCZY

W dokumentacji planu rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [9] przewidziano do roku 2020 wybudowanie kilku nowych, konwencjonalnych źródeł energii. W planach inwestycyjnych znajduje się budowa nowych bloków min. w Stalowej Woli, Kozienicach, Opolu, a także w Jaworznie, Turowie, Skawinie, Bogdanie i Puławach. W zależności od etapu realizacji wyżej wymienionych inwestycji różny jest zakres wiedzy na temat parametrów tych bloków, ich wyposażenia w układy regulacji, a nawet na temat sposobów ich przyłączenia do KSE. Dobrym przykładem jest tu elektrownia w Puławach, o której na dzień dzisiejszy wiadomo jedynie, że jej planowana moc znamionowa to około 900 MVA, zlokalizowana będzie w okolicach Zakładów Azotowych w Puławach, natomiast do sieci będzie włączona poprzez cztery linie 400 kV.

Najprostszym rozwiązaniem w takiej sytuacji (wariant 1) wydaje się być przyporządkowanie nowoprojektowanemu blokom modeli klasycznych drugiego rzędu (gencls). W przypadku elektrowni w Puławach parametry tego modelu ustalono na podstawie modeli referencyjnych [3]. Kolejną modyfikacją (wariant 2) polega na przyporządkowaniu nowym generatorom synchronicznym modeli szóstego rzędu (genrou) z pominięciem pozostałych układów regulacji. Model pełny (wariant 3) uzupełniony zostaje modelami układów automatycznej regulacji: układ wzbudzenia i regulacji napięcia (exst1), układ regulacji turbiny (ieeeg1) oraz układ dwuweściowego stabilizatora systemowego (pss2a). Wariant 3 potraktowano jako punkt odniesienia do dalszych badań. Dla tego wariantu przeprowadzono kompletną analizę, dla różnych zdarzeń planistycznych (także ekstremalnych). Na podstawie tych analiz wyznaczono najmniej korzystny przypadek zdarzenia i dla niego zbadano wpływ sposobu modelowania na wartości wskaźników oceny stabilności. Kolejne warianty to modyfikacje wariantu 3.

Z dokumentacji przetargowej Elektrowni Puławy sp. z o.o. wynika, że blok elektrowni w Puławach będzie blokiem gazowo-parowym. W wariantcie 4 zmieniono więc model turbiny na turbinę gazową wraz z regulatorem typu gast. W wariantcie 5 zmieniono, w stosunku do wariantu podstawowego, model układu wzbudzenia i regulacji napięcia (exacla), którego parametry przyjęto na podstawie modelu referencyjnego. Wariant 6 to wymiana stabilizatora systemowego (ieeest). W wariantcie 7 badania przeprowadzono przy wyłączonym układzie stabilizatora systemowego w elektrowni Puławy.

Niektóre opisane powyżej warianty mają swoje modyfikacje. Niektóre z nich mają swoje pod-warianty, oznaczone literą „a”, w których modyfikacje modelu rozszerzane są na pozostałe bloki wytwórcze wprowadzone do systemu w modelu prognostycznym.

Tablica 2. Wyniki pełnych badań symulacyjnych dla wariantu 3

opis zdarzenia						spełnienie warunków stabilności			
element wyłączany przy likwidacji zwarcia			opis zakłócenia			krytyczny czas trwania zwarcia		tłumienie	
kod	węzeł początkowy	węzeł końcowy	węzeł	rodzaj zwarcia	czas likwidacji zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas połowienia (50%)	czas regulacji (15%)
					ms				
Stan normalny (bez wyłączeń)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.04	≤10.51
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.02	≤10.48
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.80	≤10.50
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.05	≤10.57
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401A (PUL412 - KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤3.99	≤11.38
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343.5	186.3	≤4.77	≤10.43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347.4	189.5	≤4.02	≤10.53
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401B (PUL412 - OSC412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤4.86	≤10.56
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.09	≤10.55
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.04	≤10.56
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412 - KOZ422) i F401A (PUL412 - KOZ412)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	310.4	158.7	≤4.02	≤11.38
<b>F401B</b>	<b>PUL412</b>	<b>OSC412</b>	<b>PUL412</b>	<b>K3</b>	<b>120</b>	<b>306.2</b>	<b>155.2</b>	<b>≤4.79</b>	<b>≤11.52</b>

Tablica 3. Wyniki badań symulacyjnych dla poszczególnych wariantów modeli sieci

opis wariantu i zdarzenia				spełnienie warunków stabilności			
wariant modelu (sposób modelowania bloku wytwórczego w elektrowni Puławy i elektrowni sąsiednich)	opis zakłócenia			krytyczny czas trwania zwarcia		tłumienie	
	węzeł	rodzaj zwarcia	czas zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas połowienia (50%)	czas regulacji (15%)
			ms				
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412 - KOZ422) i F401A (PUL412 - KOZ412); zwarcie na linii F001B							
<b>wariant 3</b> (model podstawowy)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.79	≤11.52
<b>wariant 1</b> (klasyczny)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	4.76	≤11.50
<b>wariant 1a</b>	PUL412	K3	120	310.4	158.7	<b>≤6.92</b>	<b>≤18.47</b>
<b>wariant 2</b> (bez układów regulacji)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.86	≤11.58
<b>wariant 2a</b>	PUL412	K3	120	272.8	127.3	≤4.90	<b>≤15.40</b>
<b>wariant 4</b> (turbina gazowo-parowa)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.85	≤11.62
<b>wariant 5</b> (wzbudzenie maszynowe)	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.96	≤12.48
<b>wariant 5a</b>	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.97	≤12.57
<b>wariant 6</b> (stabilizator jednowej.)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.77	≤11.53
<b>wariant 7</b> (bez stabilizatorów)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.90	<b>≤15.39</b>
<b>wariant 7a</b>	PUL412	K3	120	306.2	155.2	<b>≤5.74</b>	<b>≤15.29</b>

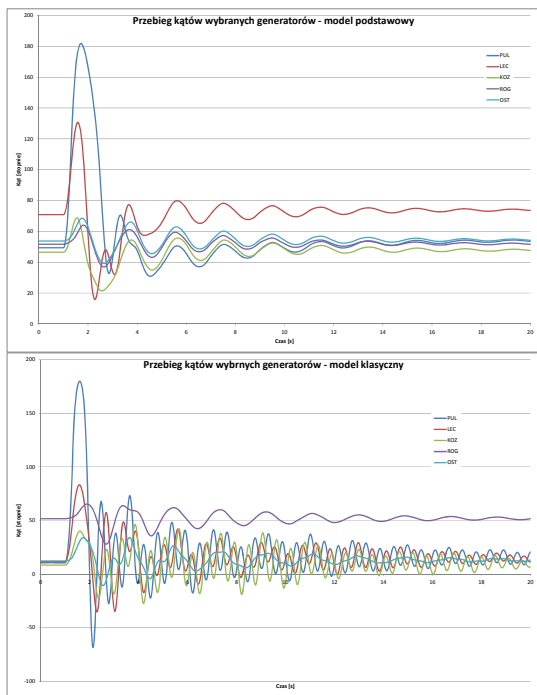
Najmniej korzystnym przypadkiem jest zdarzenie ekstremalne, w którym zwarcie występuje w linii Puławy –

## 5. WYNIKI BADAŃ

Badaniami symulacyjnymi objęto wszystkie cztery linie 400 kV wyprowadzające moc z elektrowni Puławy. Pełny zakres badań wykonano dla podstawowego wariantu sieci (wariant 3), w którym wszystkim nowym blokom wytwórczym przyporządkowano modele szóstego rzędu z uwzględnieniem układów automatycznej regulacji. Wyniki badań zaprezentowano w tablicy 2. Wartości wskaźników oceny stabilności systemu świadczą o tym, że system spełnia wymagania określone w zależności (2) i tablicy 1.

Ostrowiec Świętokrzyski, po uprzednim odstąpieniu dwóch torów linii Puławy – Kozienice. To właśnie zdarzenie zostało

wybrane jako zdarzenie referencyjne. Dla wszystkich pozostałych wariantów modeli sieci opisanych w p.4 przeprowadzono badania symulacyjne dla wybranego zdarzenia i wyznaczono wartości wskaźników stabilności. Wyniki badań zaprezentowano w tablicy 3.



Rys. 3. Przebiegi kołysań wybranych generatorów dla modelu podstawowego (wariant 3) oraz modelu klasycznego (wariant 1a)

Rozbieżności pomiędzy wartościami czasów krytycznych trwania zwarcia i współczynników zapasu stabilności sięgają 18% w stosunku do wariantu podstawowego. W żadnym z wariantów nie zanotowano przekroczenia wartości kryterialnej współczynnika zapasu stabilności określonej zależnością (2). Znacznie większe rozbieżności występują w wartościach czasów regulacji. Tutaj różnice w stosunku do wariantu podstawowego sięgają 44%. Ponadto w przypadku niektórych wariantów modeli zanotowano przekroczenia wartości kryterialnych z tablicy 1. Na rysunku 3 zaprezentowano skrajne przypadki przebiegów symulacji. Wyraźnie zmniejszenie tłumienia w modelu klasycznym zaowocowało wyraźnym zwiększeniem czasów regulacji.

## 6. PODSUMOWANIE

Przystępując do badań autorzy artykułu spodziewali się większych różnic wynikających ze zróżnicowanego sposobu modelowania bloków wytwórczych. Przede wszystkim spodziewano się wyraźnej różnicy czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadających im wartości zapasów stabilności. Tymczasem uzyskane różnice są stosunkowo niewielkie, nie wpływające praktycznie na ocenę stabilności systemu według tego kryterium. Być może wynika to z niezbyt trafnie wybranego miejsca zakłócenia, dla którego także w przypadku zdarzeń ekstremalnych uzyskiwano duże wartości zapasu stabilności.

Znacznie większe różnice wystąpiły w zakresie tłumienia kołysań elektromechanicznych. W tym przypadku wybór sposobu modelowania bloków wytwórczych ma duży wpływ na uzyskiwane przebiegi symulacji.

## 7. BIBLIOGRAF

1. Machowski J., Bialek J., Bumby J.: Power System Dynamics. Stability and Control. John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, 2009,
2. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007r. Kacejko P., Wancerz M., Machowski J., Robak S., Lubośny Z.: Analizy sieciowe w średniookresowym planowaniu rozwoju KSE. Instrukcja pomocnicza. Załącznik do pracy na zlecenie PSE Operator S.A., zamówienie nr: Nr DS/RB/DS/Z/MJ/2011, Warszawa 2012.
3. Machowski J., Kacejko P., Miller P.: Kryteria i możliwości wykonywania łączeń asynchronicznych pomiędzy układami wyspowymi wyłonionymi w sieci KSE. Energetyka. Zeszyt tematyczny nr XXIII. Maj 2012 r. (ISSN 0013-7294)
4. Wancerz M., Kacejko P.: Problematyka likwidacji zwarć jednofazowych na liniach łączących bloki wielkiej mocy z systemem elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10a/2012. (ISSN 0033-2097)
5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wersja z dnia 30 grudnia 2010 r.
6. Dokumentacja programu PSLF, v.18.
7. Dokumentacja programu PowerFactory, v.14.1.
8. PSE- Operator S.A.: Plan rozwoju obecnego i przyszłego za-potrzebowania na energię elektryczną na lata 2010 – 2025, Konstancin – Jeziorna, lipiec 2011 r.

## THE WAY OF MODELING NEW GENERATION SOURCES AND ITS EFFECT ON THE POWER SYSTEM STABILITY EVALUATION PARAMETERS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power system, stability, network planning, short circuit power

An effect of the way and accuracy of modeling automatic control systems of generating units on parameters of the power system stability evaluation has been investigated. The evaluation parameters are the following: values of the critical short-circuit time  $t_{kr}$ , and corresponding to them values of the stability margin  $k_t$ , and the regulation times  $t_{50\%}$  and  $t_{15\%}$ . The obtained results make an attempt to establishing the effect of the way generating units are modeled on the conclusions following from the power system stability analyses.