



WPŁYW ZAKŁÓCEŃ W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ NA MOMENTY SKRĘTNE W WALE TURBOZESPOŁU DUŻEJ MOCY

dr inż. Józef Wiśniewski / Politechnika Łódzka

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych, zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

1. WSTĘP

Planuje się w nieodległej przyszłości wprowadzenie do KSE bloków o mocy ok. 1000 MW, pracujących przy parametrach nadkrytycznych średniotemperaturowych o parametrach pary: temperatura 560 ÷ 580°C, ciśnienie 25,8 MPa. Przejście z tradycyjnych parametrów 535°C, 18 MPa prowadzi do wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej o ok. 1,5 ÷ 1,7 punktu procentowego. Bliskim celem wydaje się być osiągnięcie sprawności bloku na poziomie 50% (program 50+). Nowe konstrukcje bloków rodzą nowe problemy z zakresu współpracy bloku z systemem elektroenergetycznym [1].

W artykule przedstawiono zagadnienie modelowania wirującego układu mas turbin i generatora. Celem tego modelowania jest obliczenie momentów skrętnych w wałach łączących poszczególne elementy układu podczas zakłóceń występujących w sieci elektroenergetycznej. Obliczenia wykonywano przy użyciu programu EMTP/ATP [2].

Elementy turbozespołu połączone są wałami o określonej wytrzymałości mechanicznej, która może zostać przekroczona podczas niektórych awarii.

Układ wirujący turbozespołu charakteryzują częstotliwości drgań własnych. Obliczenie tych częstotliwości oraz niedopuszczenie do pracy układu przy ich występowaniu jest ważnym warunkiem prawidłowej eksploatacji turbozespołu.

W artykule przedstawiono model mechanicznego układu wirującego turbozespołu 1000 MW oraz wyniki obliczeń modalnych częstotliwości drgań własnych jego elementów. Rozważono przypadki zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, powodujące zwiększone momenty skrętne wału. Są to zwarcia symetryczne i niesymetryczne w sieci, działanie automatyki 1-fazowego SPZ, nieprawidłowo przeprowadzona synchronizacja oraz oddziaływanie harmonicznych sieciowych w prądzie generatora na wirnik mogące wywołać wystąpienie drgań rezonansowych.

Zagrożenie wytrzymałości wału zależy nie tylko od wartości momentu skrętnego, pojawiającego się podczas awarii, ale także od liczby i częstotliwości oscylacji, a także od historii przeciążeń wału. W celu uproszczenia przyjęto w artykule wartość amplitudy momentu skrętnego w wale 3 p.u. jako graniczną, dopuszczalną, krótkotrwałą w warunkach zakłócenia.

Streszczenie

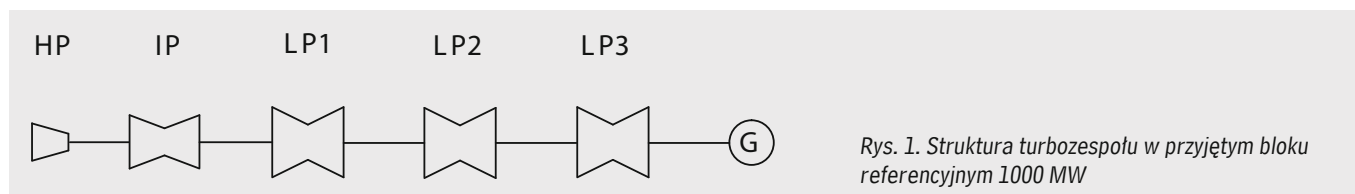
Ustalono parametry mechaniczne zespołu turbin i generatora mocy 1000 MW bloku referencyjnego, pracującego przy parametrach nadkrytycznych. Przy użyciu metody modalnej obliczono częstotliwości drgań własnych układu wirującego. Zbadano wartości momentów skrętnych, jakie mogą się pojawić w odcinkach wałów podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, takich jak bliskie zwarcia, działanie automatyki SPZ, synchronizacja lub oddziaływanie od strony sieci momentów elektromagnetycznych wprowadzających układ w drgania rezonansowe.

Ustalono parametry mechaniczne zespołu turbin i generatora mocy 1000 MW bloku referencyjnego, pracującego przy parametrach nadkrytycznych. Przy użyciu metody modalnej obliczono częstotliwości drgań własnych układu wirującego. Zbadano wartości momentów skrętnych, jakie mogą się pojawić w odcinkach wałów podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, takich jak bliskie zwarcia, działanie automatyki SPZ, synchronizacja lub oddziaływanie od strony sieci momentów elektromagnetycznych wprowadzających układ w drgania rezonansowe.

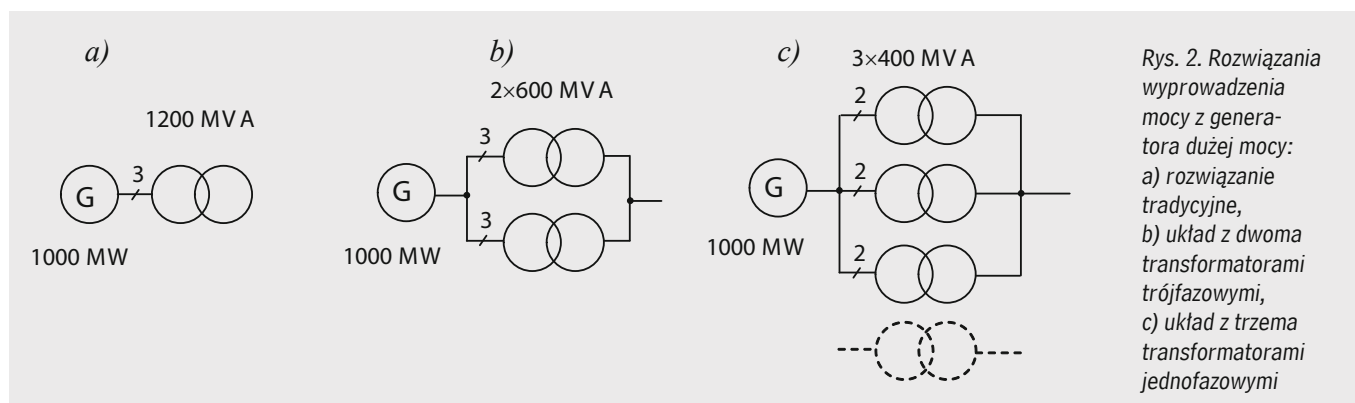
2. OPRACOWANIE MODELU BLOKU REFERENCYJNEGO

Turbiny. Konstrukcja układu turbin w blokach dużej mocy jest zróżnicowana. Turbiny wysoko- i średnio-prężne buduje się zwykle jako jednostrumieniowe, natomiast średnioprężne dla mocy elektrycznych powyżej 500 MW oraz niskoprężne jako dwustrumieniowe. Liczba i układ turbin, a także ich udział w całkowitej mocy napędowej są opisywane w literaturze [1].

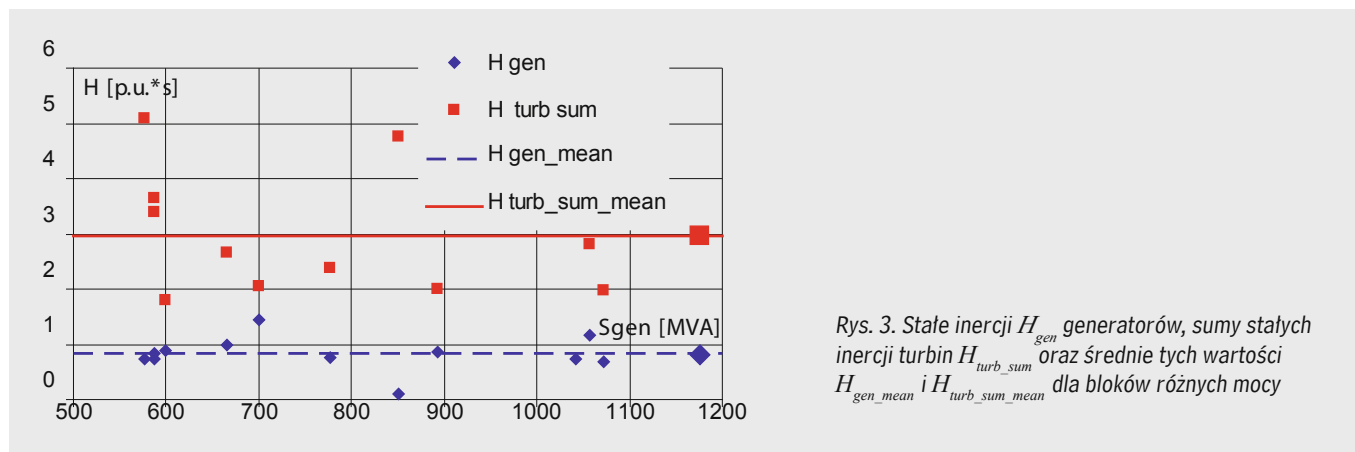
W artykule przyjęto układ turbozespołu z pięcioma turbinami i generatorem (rys. 1).



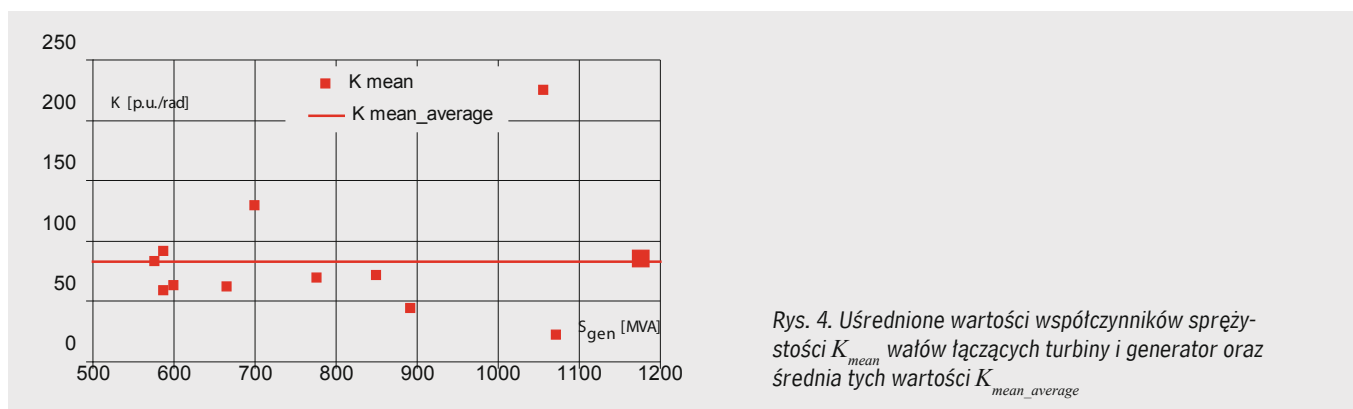
Wyprowadzenie mocy. Z powodu ograniczeń transportowych, w układzie wyprowadzenia mocy bloku nie jest możliwe zastosowanie pojedynczego transformatora trójfazowego o mocy przekraczającej 1000 MVA. Przez producentów dużych transformatorów rozważane jest stosowanie układu z dwoma transformatorami pracującymi równolegle lub zapewniającego większą niezawodność układu z trzema transformatorami jednofazowymi (i jednym rezerwowym) o sumarycznej mocy odpowiadającej mocy bloku (rys. 2).



Dane bloku referencyjnego. Planowany blok o parametrach nadkrytycznych będzie posiadał moc co najmniej 1000 MW. Takich bloków obecnie w Polsce nie ma. W celu pozyskania przewidywanych danych mechanicznych bloku o podobnej wielkości dokonano przeglądu literatury przedmiotu. Dość dużo danych znaleźć można w publikacjach z lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku, kiedy uruchamiano jednostki o podobnej wielkości, głównie w elektrowniach atomowych. Na podstawie wielu pozycji [np. 3–7], dokonano zestawienia parametrów mechanicznych turbozespołu. Na rys. 3 pokazano, dla zakresu mocy jednostek 500 ÷ 1100 MVA, stałe inercji H_{gen} generatorów, w jednostkach [p.u.*s] oraz średnią wartość H_{gen_mean} tych stałych (ok. 0,82 p.u.*s), a także sumy stałych inercji wszystkich turbin H_{turb_sum} napędzających generator oraz średnią wartość $H_{turb_sum_mean}$ tych sum (ok. 2,96 p.u.*s). Stałe inercji H pozwalają obliczyć momenty bezwładności J .



Na rys. 4 pokazano, w zależności od mocy jednostki, uśrednione wartości współczynników sprężystości K_{mean} wałów łączących turbiny i generator, w jednostkach [p.u./rad] oraz średnią tych wartości $K_{mean_average}$ (ok. 83,5 p.u./rad).



Rys. 4. Uśrednione wartości współczynników sprężystości K_{mean} wałów łączących turbiny i generator oraz średnia tych wartości $K_{mean_average}$

Parametry bloku referencyjnego. Na podstawie przeprowadzonej oceny parametrów bloków dużej mocy, zawartych w literaturze lub dostępnych w opisach technologicznych elektrowni, do dalszych obliczeń przyjęto blok referencyjny o parametrach:

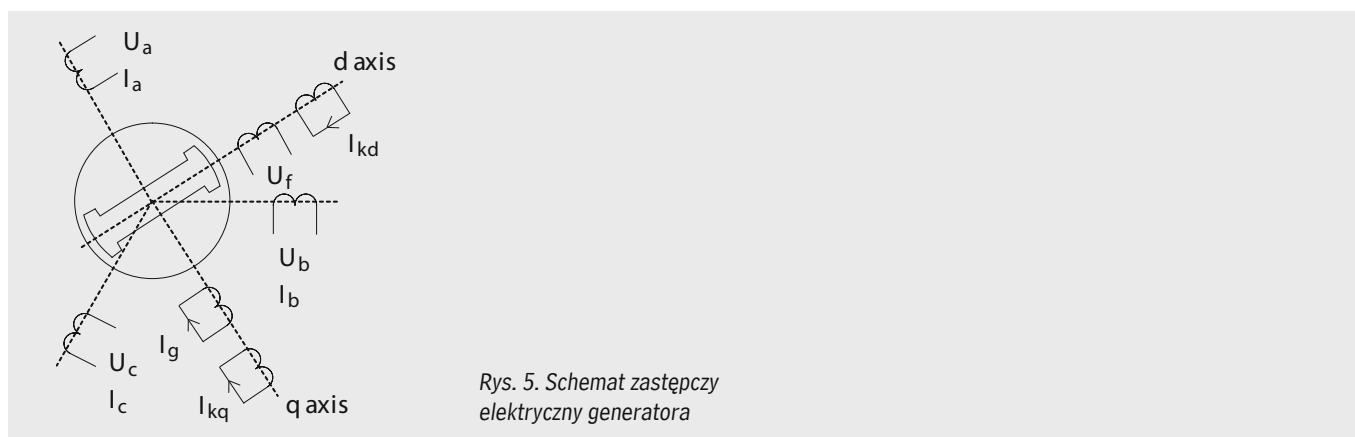
- Generator: $n = 2, f = 50 \text{ Hz}, P_{n_{gen}} = 1000 \text{ MW}, S_{n_{gen}} = 1176 \text{ MV} \times A, U_{n_{gen}} = 27 \text{ kV}$
- Impedancje (p.u.): $X_d = 2,5, X_d' = 0,3, X_d'' = 0,26, \bar{X}_L = 0,23, R_a = 0,003, \bar{X}_q = 2,2, X_q' = 0,5, X_q'' = 0,25$
- Stałe czasowe (s): $T_{do}' = 6, T_{do}'' = 0,04, T_{qo}' = 0,6, T_{qo}'' = 0,03$
- Udział turbin w momencie napędowym (%): $HP = 30, IP = 22, LP1 = 16, LP2 = 16, LP3 = 16$
- Stałe inercji (p.u.*s): $HP = 0,17, IP = 0,4, LP1 = 0,6, LP2 = 0,6, LP3 = 0,6, GEN = 0,8$
- Współczynniki tłumienia (p.u.*s/rad): $HP = 0,0002, IP = 0,0002, LP1 = 0,0002, LP2 = 0,0002, LP3 = 0,0002, GEN = 0,0001$
- Współczynniki sprężystości (p.u./rad): $HP-IP = 150, IP-LP1 = 200, LP1-LP2 = 250, LP2-LP3 = 300, LP3-GEN = 350.$

3. PARAMETRY MODELU

W programie EMTP/ATP [2] możliwe jest symulowanie dynamiki turbozespołu z dowolną liczbą oddzielnych mas wirujących, osadzonych na wspólnym wale. Każda masa jest sztywna i połączona sprężysto z sąsiadującymi masami.

Każda masa ma przypisaną moc napędzającą, która może być stała lub zmieniać się w wyniku działania układów regulacyjnych.

Elektryczna część modelu turbogeneratora. Trójfazowy model generatora synchronicznego, stosowany w programie EMTP/ATP, przedstawiony jest na rys. 5. Zawiera on: trzy uzwojenia fazowe stojana przyłączone do sieci, uzwojenie wzbudzenia dające strumień w osi d , zastępcze uzwojenie tłumiące w osi d , zastępcze uzwojenie reprezentujące efekt działania prądów wirowych i zastępcze uzwojenie tłumiące w osi q .



Rys. 5. Schemat zastępczy elektryczny generatora

Model generatora opisany jest dwoma zestawami równań:

- równaniami napięciowymi o postaci:

$$\mathbf{u} = -\mathbf{R} \times \mathbf{i} - \frac{d}{dt} \lambda \quad (1)$$

- równaniami strumieniowo-prądowymi:

$$\lambda = \mathbf{L} \times \mathbf{i} \quad (2)$$

gdzie: u , R , L , i , λ – to odpowiednio wektory napięć na uzwojeniach, rezystancji uzwojeń, indukcyjności uzwojeń, prądów w uzwojeniach i strumieni w uzwojeniach.

Jako dane wejściowe do modelowania generatora mogą posłużyć rezystancje i indukcyjności uzwojeń lub, co jest wygodniejsze, dane uzyskane w standardowych pomiarach uzyskane od producenta generatora.

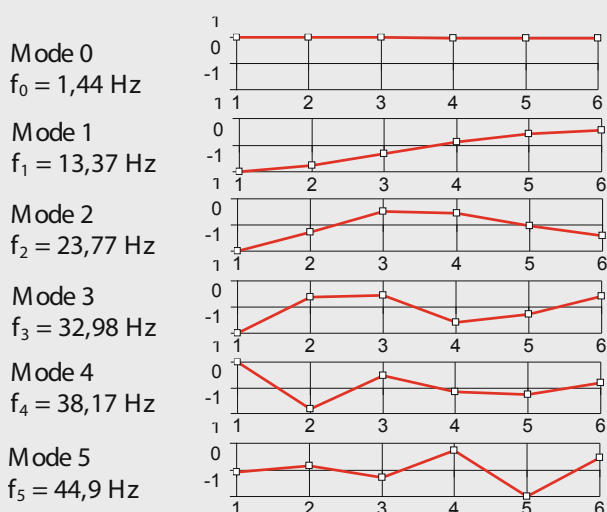
Mechaniczna część modelu. Układ mechaniczny pokazany na rys. 1 przyjęto jako liniowy, tak więc sprężyste połączone masy wirujące mogą być opisane drugą zasadą Newtona wg równania:

$$\mathbf{J} \times \frac{d^2}{dt^2} \delta + \mathbf{D} \times \frac{d}{dt} \delta + \mathbf{K} \times \delta = \mathbf{T}_{\text{turb}} - \mathbf{T}_{\text{gen}} \quad (3)$$

gdzie macierze oznaczono: δ – pozycje kątowe mas wirujących, J – momenty bezwładności mas wirujących, D – współczynniki tłumienia, K – współczynniki sprężystości połączeń między masami wirującymi, T_{turb} – momenty napędzające turbiny, T_{gen} – moment elektromagnetyczny generatora.

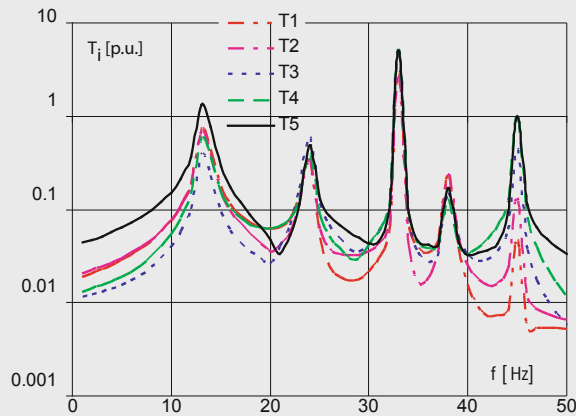
Analiza modalna [2, 3, 5]. Przyjmując macierz transformacji modalnej Q o kolumnach będących wektorami własnymi iloczynu $J^{-1} \times K$, równanie (3) przekształca się do postaci modalnej, którego rozwiązanie pozwala znaleźć częstotliwości modalne drgań układu. Dla rozważanego układu są to częstotliwości $f = [1,44 \ 13,37 \ 23,77 \ 32,98 \ 38,17 \ 44,9] \text{ Hz}$.

Na rys. 6 pokazano kształt poszczególnych modów (znormalizowane wartości składowych wektorów własnych macierzy transformacji Q). Kształt modów obrazuje wzajemne przemieszczenie poszczególnych mas wirujących w przypadku wystąpienia rezonansu przy danej częstotliwości modalnej.



Rys. 6. Kształt poszczególnych modów (wartości składowych wektorów własnych macierzy transformacji Q)

Na rys. 7 pokazano zależność maksymalnych momentów skrętnych T_i (odniesionych do momentów znamionowych wałów), w poszczególnych odcinkach wałów w funkcji częstotliwości sinusoidalnego wymuszenia zewnętrznego od strony sieci, o amplitudzie 1% momentu znamionowego T_{n_gen} , działającego na wirnik generatora. Widoczne jest silne wzmocnienie sygnału wymuszającego o częstotliwościach drgań własnych układu, objawiające się wartościami momentów skrętnych przekraczających wartości znamionowe.

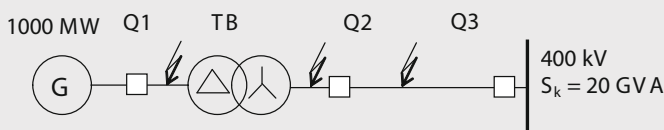


Rys. 7. Zależność maksymalnych momentów skrętnych w poszczególnych odcinkach wałów w funkcji częstotliwości sinusoidalnego wymuszenia zewnętrznego o amplitudzie 1% T_{n_gen} przyłożonego do wirnika generatora

Należy zauważyć, że nawet przy tak małym pobudzeniu wirnika momentem zakłócającym, przy pewnych częstotliwościach rezonansowych momenty skrętne przekraczają wartości znamionowe dla tych wałów.

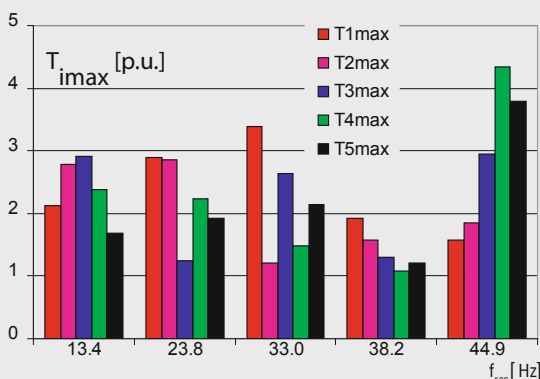
4. OBLICZANIE MOMENTÓW SKRĘTNYCH DZIAŁAJĄCYCH NA WAŁY TURBOZESPOŁU

Oddziaływanie sieci na wirnik. Sprawdzono wrażliwość układu wirującego na działanie sygnału zakłócającego o częstotliwości bliskiej częstotliwości drgań własnych. Zakłócenie takie może przyjść od strony sieci elektroenergetycznej w postaci prądu obciążenia generatora, zawierającego składową o odpowiedniej częstotliwości. Coraz większa liczba urządzeń energoelektronicznych w sieci sprzyja takiej sytuacji. Założono obecność momentu zakłócającego o przebiegu sinusoidalnym, częstotliwości równej częstotliwości rezonansowej i amplitudzie równej 1% momentu znamionowego. Programem EMTP/ATP wykonano obliczenia symulacyjne momentów skrętnych dla generatora obciążonego znamionowo oraz zsynchronizowanego, pracującego bez obciążenia. W odcinkach wałów pojawiały się znaczne wartości momentów skrętnych, przy czym ich wartości były większe w przypadku generatora obciążonego. Modelowany układ wyprowadzenia mocy generatora pokazano na rys. 8.



Rys. 8. Modelowany układ wyprowadzenia mocy generatora

Na rys. 9 pokazano amplitudy momentów skrętnych, wyrażone w jednostkach względnych (p.u.), odniesione do momentów znamionowych każdego z odcinków wału, przy działaniu na wirnik generatora momentu zakłócającego. Generator jest obciążony pełną mocą.

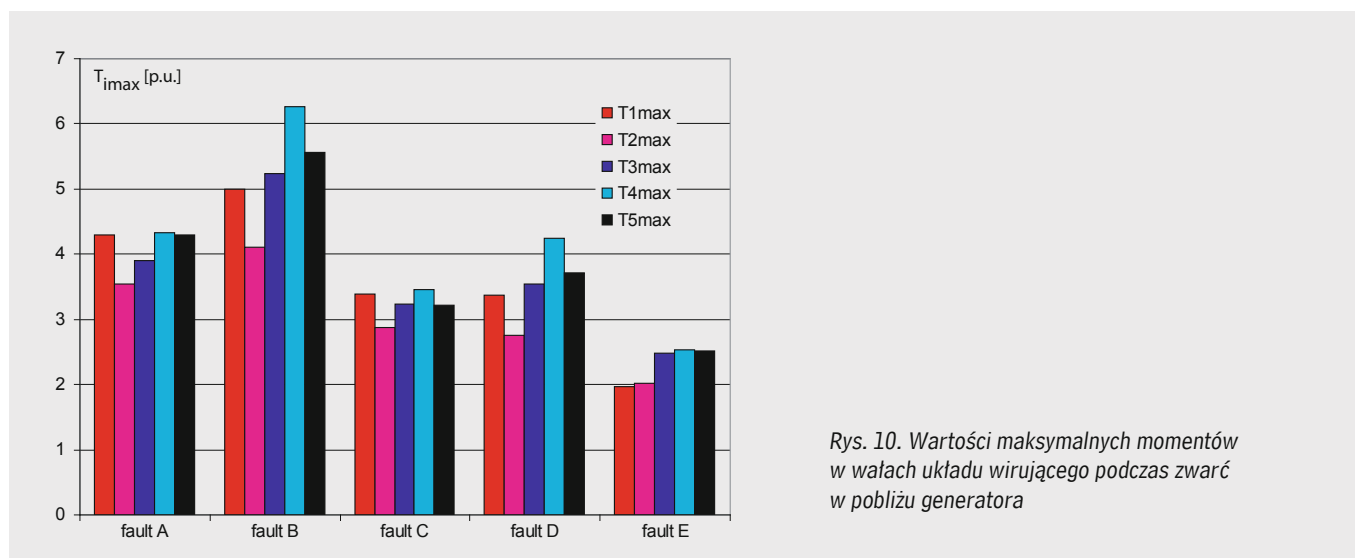


Rys. 9. Amplitudy momentów skrętnych, przy działaniu na wirnik generatora momentu zakłócającego o amplitudzie równej 1% momentu znamionowego T_{n_gen}

Zwarcia w sieci elektroenergetycznej. Na rys. 10 pokazano wartości maksymalnych momentów w wałach układu wirującego podczas następujących zakażeń (A ÷ E):

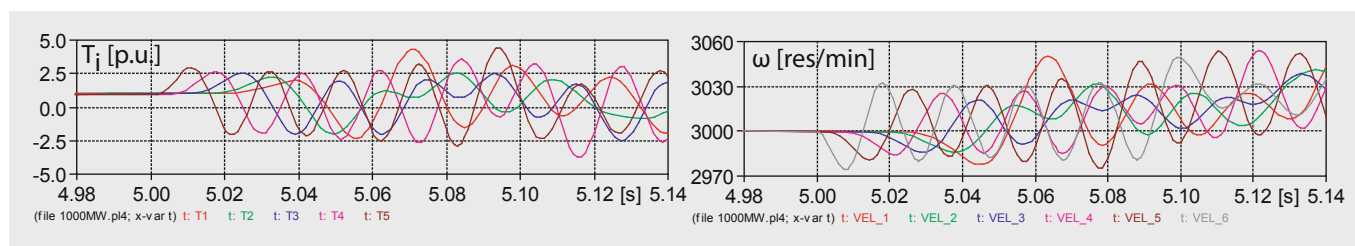
- A – Zwarcie 3-fazowe na szynach napięcia generatorowego. Po 100 ms otwiera się wyłącznik generatorowy Q1. Po dalszych 500 ms działają zawory odcinające parę. Generator jest obciążony pełną mocą.
- B – Jak zwarcie w punkcie A. Generator jest nieobciążony.
- C – Zwarcie 3-fazowe na zaciskach WN transformatora TB. Po 100 ms otwiera się wyłącznik generatorowy Q1. Po dalszych 500 ms działają zawory odcinające parę. Generator jest obciążony pełną mocą.
- D – Jak zwarcie w punkcie C. Generator jest nieobciążony.
- E – Zwarcie 1-fazowe w linii blokowej 400 kV. Działa automatyka udanego 1-fazowego SPZ z czasem 0,4 s. Generator jest obciążony pełną mocą.

Obliczenia pokazują, że wartości momentów znacznie przekraczają wartość dopuszczalną.



Rys. 10. Wartości maksymalnych momentów w wałach układu wirującego podczas zawań w pobliżu generatora

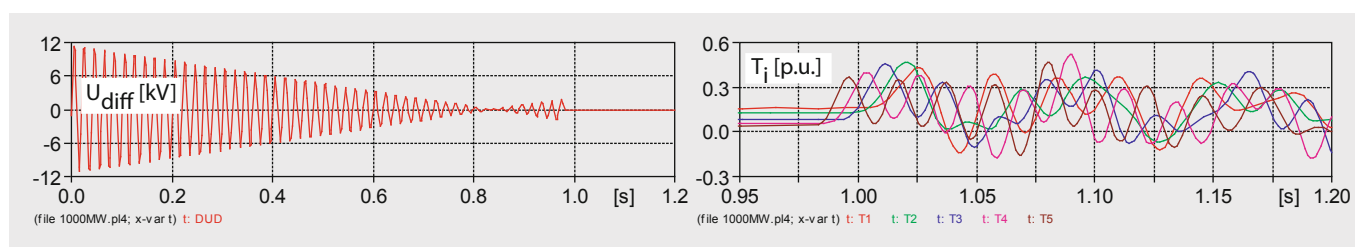
Na rys. 11 pokazano przebiegi momentów skrętnych w odcinkach wałów oraz prędkości obrotowych turbin i generatora podczas zwarcia 3-fazowego na szynach napięcia generatorowego wyłączzonego po 100 ms, dla generatora pracującego z pełnym obciążeniem.



Rys. 11. Przebiegi momentów skrętnych oraz prędkości obrotowych turbin i generatora podczas zwarcia 3-fazowego na szynach napięcia generatorowego

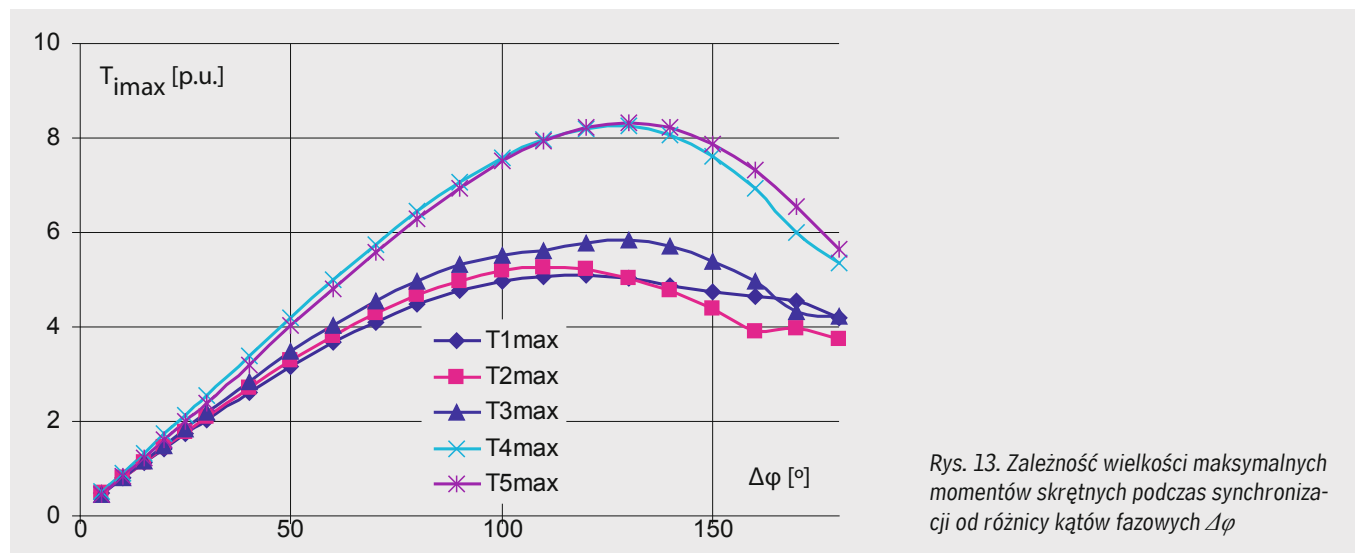
Synchronizacja generatora. Wykonano obliczenia przebiegu momentów skrętnych na wałach turbozespołu podczas wykonywania synchronizacji wyłącznikiem Q1 (rys. 8). Obliczenia wykonywano dla różnicy częstotliwości generatora i sieci $\Delta f = 0,1$ Hz oraz dla różnicy kątów fazowych napięć $\Delta\phi$ w przedziale $0^\circ \div 180^\circ$.

Na rys. 12 pokazano przebiegi napięcia dudnień i momentów skrętnych w odcinkach wałów z niezgodnością faz $\Delta\phi = 5^\circ$.



Rys. 12. Przebiegi napięcia dudnień i momentów skrętnych podczas synchronizacji przy niezgodności faz $\Delta\phi = 5^\circ$

Zależność wielkości maksymalnych momentów skrętnych T_i w kolejnych odcinkach wału podczas synchronizacji od różnicy kątów fazowych $\Delta\phi$ pokazano na rys. 13.



Rys. 13. Zależność wielkości maksymalnych momentów skrętnych podczas synchronizacji od różnicy kątów fazowych $\Delta\phi$

Z obliczeń wynika, że dla badanego turbozespołu maksymalne wartości momentów dla różnych odcinków wału występują przy synchronizacji z różnicą kątów fazowych $\Delta\phi$ zawierającą się w przedziale od $110^\circ \div 130^\circ$. Faza napięcia w chwili zamykania napięcia nie ma wpływu na wielkość momentów skrętnych na wale.

5. PODSUMOWANIE

- Obliczenie częstotliwości drgań własnych układu wirującego mas turbin i generatora jest ważnym elementem programowania pracy turbozespołu. Pozwala uniknąć pracy w warunkach zagrożenia, pojawiają się drgań oscylacyjnych spowodowanych wymuszeniem zewnętrznym.
- Obliczenia wielkości momentów skrętnych podczas zakłóceń zewnętrznych mogą być przydatne do ustalenia przyczyn uszkodzenia wału, stosowania środków zaradczych a także do ustalenia zasad eksploatacji generatora.
- Rozważane przypadki zwarć, synchronizacji oraz zewnętrznego oddziaływania na wirnik generatora momentem elektromagnetycznym o częstotliwości rezonansowej, charakteryzowały się znacznymi wartościami momentów skrętnych przekraczającymi przyjęty poziom wartości bezpiecznej.

BIBLIOGRAFIA

1. Zagadnienia projektowania i eksploatacji kotłów i turbin do nadkrytycznych bloków węglowych, praca zbiorowa, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.
2. EMTP Rule Book and Theory Book, Bonneville Power Administration, 1987.
3. Machowski J., Białek J., Bumby J., Power System Dynamics and Stability, John Wiley & Sons Ltd., 1997.
4. Jennings G., Harley R., New index parameter for rapid evaluation of turbo-generator subsynchronous resonance susceptibility, Electric Power Systems Research, 37, 1996.
5. Jose A., Castillo J., Turbo-generator torsional behavior using the participation factors and considering the static loads model. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES, 2008.
6. Maljkovic Z., Stegic M., Kuterovac L., Torsional oscillations of the turbine-generator due to network faults, 14th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC, 2010.
7. Tsai J., A new single-pole switching technique for suppressing turbine-generator torsional vibrations and enhancing power stability and continuity, IET Gener. Transm. Distrib., 5, 2007.