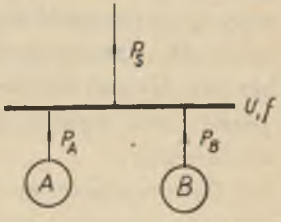
Prof. dr Władysław Kołek
Zakład Maszyn Elektrycznych

Przebiegi nieustalone w turbogeneratorze w czasie przyłączania do pracy równoległej

Streszczenie: Autor rozpatruje przebiegi prądu w czasie synchronizacji oraz samosynchronizacji, przy czym główny nacisk położono na jasność interpretacji fizykalnej zjawisk przy możliwie skromnej szacie matematycznej.

1. Wstęp

Pracę ustaloną turbogeneratora określa charakterystyka jego obwodu elektromagnetycznego oraz zależność momentu obrotowego, z jakim działają na siebie dynamicznie stojan i wirnik, od wzajemnego położenia osi sił magnetomotorycznych (zwanych też przepływami lub krótko amperozwojami). Przyłączenie do sieci jest operacją elastycznego sprzęgnięcia z sobą dwóch obwodów elektromagnetycznych wirujących, z których każdy posiada swoją charakterystykę elektromagnetyczną określającą związek między strumieniem i przepływem oraz charakterystykę mechaniczną określającą związek między momentem i prędkością. Rolę elastycznego sprzęgła między tymi dwoma układami spełnia reaktancja synchroniczna sprzęgająca obwody elektryczne stojanów przyłączonego generatora oraz zastępczego generatora reprezentującego całą sieć.



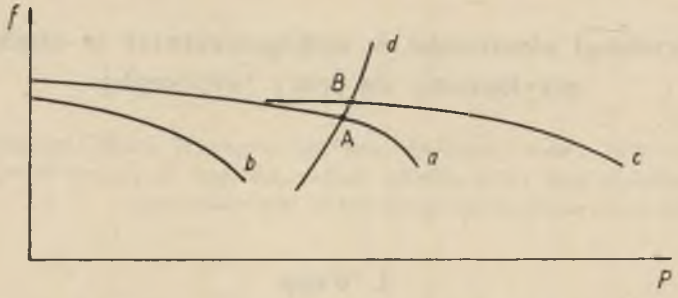
Rys. 1. Schemat współpracy generatora z systemem

Rysunek 1 przedstawia schemat współpracy generatora z systemem. Generator A reprezentuje wszystkie generatory systemu oddające do systemu łączną moc P_A. Generator B jest rozpatrywanym generatorem przyłączanym. Obydwa generatory pracują na wspólne szyny przy napięciu u oraz częstotliwości f. Całkowita moc obciążenia systemu przedstawiona jest jako odpływ P_s z wspólnych szyn.

Stan ustalony układu elektromechanicznego, tj. równowagi momentów sprzęgniętego elastycznie układu dwóch maszyn, może nastąpić tylko

przy wspólnej jednakowej prędkości, a więc odpowiada punktowi przecięcia wypadkowej charakterystyki mechanicznej będącej sumą charakterystyk przyłączonego i zastępczego generatora z charakterystyką poboru mocy przez sieć.

Rysunek 2 ilustruje powyższe stwierdzenie. Przy analizie układów elektroenergetycznych wygodniej jest posługiwać się pojęciem mocy (czynnej) zamiast momentu mechanicznego, wobec tego w miejscu charakterystyki mechanicznej $n=f(M)$ albo $f=f(M)$ wykreślono na rysunku 2 rów-



Rys. 2. Charakterystyki częstotliwościowe:

a — generatorów systemu (generatora zastępczego) *c* — wypadkowa charakterystyka generatorów systemu
b — generatora przyłączonego *d* — wypadkowa charakterystyka odbiorów systemu

noważne im charakterystyki częstotliwościowe, tj. związki między częstotliwością a mocą. Krzywa *a* przedstawia charakterystykę częstotliwościową systemu, tj. generatora zastępczego *A*, krzywa *b* — charakterystykę częstotliwościową generatora przyłączonego *B*, krzywa *c* jest wypadkową charakterystyką generatorów systemu po przyłączeniu rozpatrywanego generatora, krzywa *d* — wypadkową charakterystyką odbiorów systemu. Przed przyłączeniem praca ustalona określona była punktem *A*, po przyłączeniu generatora *B* pracę ustaloną określa punkt *B* (rysunek 2 przedstawia ogólny przypadek przyłączania przy nie zrównanych częstotliwościach).

Po przyłączeniu do pracy równoległej mogą nastąpić przebiegi nieustalone, wyrównawcze, jeśli nowy stan ustalony układu elektromechanicznego będzie inny niż przed przyłączeniem. Przyczyną przebiegu wyrównawczego dynamicznego może tu być zatem:

a) konieczność zmiany prędkości, jeśli przed przyłączeniem prędkość nie była zrównana;

b) konieczność zmiany położenia wirnika generatora przyłączonego względem generatora zastępczego, jeśli przed przyłączeniem prędkości kątowe były zrównane i ustalone, lecz położenie osi amperozwojów wirnika było takie, że faza indukowanego przez te amperozwoje napięcia w stojanie nie odpowiada fazie napięcia sieci.

Obydwie wymienione przyczyny mogą też występować równocześnie.

Stan równowagi magnetycznej po sprzęgnięciu ze sobą dwóch maszyn wyraża się ustaleniem takiego strumienia wirującego w maszynie, któremu odpowiada napięcie na zaciskach równe napięciu sieci. Jeśli przed przyłączeniem amperozwoje wirnika indukowały na zaciskach stojana napięcie równe (w każdej chwili) napięciu sieci, to przyłączeniu nie będą towarzyszyć wyrównawcze przebiegi magnetyczne. Jeśli przyłączeniu nie towarzyszą wyrównawcze przebiegi dynamiczne, ale wartość strumienia wirującego w maszynie przed przyłączeniem nie odpowiada wartości napięcia na zaciskach równego napięciu sieci (przy jednakowej prędkości i kącie położenia), wówczas następuje po przyłączeniu przebieg wyrównawczy magnetyczny. Prowadzi on do ustalenia się odpowiedniego przepływu mocy biernej jako następstwa zbyt dużej lub zbyt małej wartości prądu wzbudzenia (ewentualnie braku wzbudzenia, jeśli przyłączono maszynę bez wzbudzenia).

Dla uproszczenia schematów zastępczych oraz matematycznej postaci przebiegów pomija się wpływ oporności uzwojeń na przebiegi w stanach ustalonych, natomiast w stanach nieustalonych uwzględnia się ich wpływ jedynie w stałych czasowych. Takie założenie pozwala na operowanie pojęciami reaktancji maszyny synchronicznej dla stanów ustalonych i nieustalonych.

Dla rozważania przebiegów w turbogeneratorze przyjmuje się zupełną symetrię magnetyczną wirnika, zakładając równość reaktancji maszyny w osi podłużnej i poprzecznej. Wynika stąd, że dla rozważania ustalonych przebiegów prądu i napięcia w uzwojeniu stojana (trójfazowym symetrycznym) nie jest potrzebne stosowanie teorii dwuosiowej i rozpatrywanie oddzielne podłużnych i poprzecznych składowych prądu i napięcia. Niesymetrię elektryczną obwodu wirnika musi się natomiast uwzględnić przy rozpatrywaniu nieustalonych przebiegów prądu i napięcia w uzwojeniu wzbudzenia.

W niniejszej pracy rozpatruje się przebiegi wyrównawcze prądu i napięcia w uzwojeniu stojana przy założeniu zupełnej symetrii magnetycznej.

Podobnie jak stan ustalony układu elektromechanicznego określono punktem przecięcia wypadkowej charakterystyki częstotliwościowej generatorów z charakterystyką odbiorów systemu, tak również nowy stan ustalony układu elektromagnetycznego przy założeniu współpracy według schematu przyjętego na rysunku 1 można określić punktem przecięcia wypadkowej charakterystyki napięciowej obydwu generatorów z charakterystyką napięciową odbiorów systemu (jako charakterystykę napięciową określa się związek między napięciem i mocą bierną).

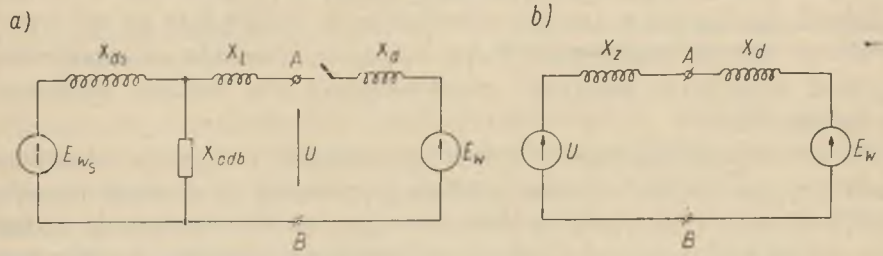
Takie wyodrębnianie charakterystyk częstotliwościowych i charakte-

rystyk napięciowych systemu jako od siebie niezależnych nie jest ściśle teoretycznie słuszne, jednak w pełni uzasadnione ze względu na prostotę i związaną z tym wygodę praktycznych obliczeń systemów elektroenergetycznych oraz dostateczną dokładność wyników tych obliczeń.

Zarówno sztywność charakterystyki częstotliwościowej jak również sztywność charakterystyki napięciowej zależy od statyki regulacji (częstotliwości czy napięcia). Przy statycznej regulacji generatora zastępczego ustalona wartość częstotliwości czy napięcia po przyłączeniu nie ulega zmianie.

Na rysunku 1 przyjęto współpracę dwóch generatorów na wspólne szyny, tj. przyjęto bezoporowe połączenie między generatorami.

Dla warunków rzeczywistych należy również uwzględnić reaktancje linii łączących pomiędzy generatorami. Najwygodniej jest tutaj określić generator zastępczy za pomocą zasady Thevenina, przy czym przyjmuje się, że reaktancje odbiorników oraz przesyłowe są stałe, niezależne od napięcia.



Rys. 3. Schematy zastępcze dla stanów ustalonych:
a—generator przyłączony do systemu przez linię przesyłową
b—system i linia przesyłowa sprowadzone do dwójnika zastępczego

Rysunki 3 i 4 przedstawiają schematy zastępcze dla analizy przebiegów łączeniowych turbogeneratora przy poprzednio przyjętych założeniach upraszczających.

Rysunek 3a przedstawia schemat dla stanu ustalonego pracy generatora w systemie. Rozpatrywany generator przedstawiony jest jako dwójnik (źródło prądu) o napięciu wewnętrznym E_w — zwanym też napięciem wirnika lub SEM wewnętrzną — oraz o reaktancji X_d, zwanej reaktancją synchroniczną. Generator przyłączony jest do systemu na zaciskach A, B. Generatory systemu elektroenergetycznego zastąpiono jednym zastępczym źródłem prądu (generatorem synchronicznym) o napięciu wewnętrznym E_{w_s} i reaktancji synchronicznej X_{d_s}. Wszystkie odbiory w systemie zastąpiono reaktancją X_{odb} przyłączoną do zacisków generatora zastępczego. (Dla dalszego uproszczenia rozważań pomijamy obcią-

żenie systemu mocą czynną, przyjmując jedynie składową bierną prądu obciążenia).

Reaktancje przesyłowe, tj. reaktancje linii i ewentualnie transformatorów (reaktancje transformatorów blokowych wygodniej jest uwzględniać w reaktancji zastępczego generatora) przedstawiono na schemacie jako X_l, pomijając przy tym oporności czynne.

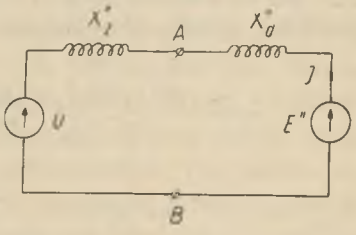
Zgodnie z zasadą Thevenina (tj. zasadą zastępczego źródła prądu) można na powyższym schemacie zastąpić system wobec zacisków A, B źródłem o napięciu U, gdzie U oznacza napięcie na zaciskach A, B przed przyłączeniem rozpatrywanego generatora, oraz reaktancją X_z określoną równaniem

$$X_z = X_l + \frac{X_{d_s} \cdot X_{\text{odb}}}{X_{d_s} + X_{\text{odb}}}. \tag{1}$$

Przedstawia to rysunek 3b.

Generator z astatyczną regulacją napięcia przedstawia dla stanu ustalonego idealne źródło prądu nie posiadające oporności wewnętrznej ($X_d = 0$). Jeśli generatory pracujące w systemie są wyposażone w automatyczną regulację napięcia o charakterystyce statycznej, przy czym statyka S_u określa spadek napięcia przy obciążeniu prądem biernym o wartości znamionowej w stosunku do wartości znamionowej przy biegu jałowym, wówczas na schemacie zastępczym wartość reaktancji X_{d_s} wyrażona w jednostkach stosunkowych jest wprost statyką regulacji $X_{d_s} = S_u$. Przy założeniu astatycznej regulacji ($X_{d_s} = 0$), $X_z = X_l$.

Dla stanów nieustalonych należy w schemacie na rysunku 3a w miejsce reaktancji synchronicznej X_d oznaczyć symbolem X''_{d_s} czy X'_{d_s} reaktancję podprzejściową albo przejściową oraz w miejsce E_{w_s} oznaczyć symbolem E''_s albo E'_s napięcie za reaktancją podprzejściową lub przejściową. Takie założenie jest konsekwencją przyjęcia stosowanej normalnie metody analizy przebiegów nieustalonych za pomocą parametrów maszyny synchronicznej dla stanu nieustalonego. Rysunek 4 przedstawia schemat zastępczy dla stanu nieustalonego (podprzejściowego) po sprowadzeniu systemu względem zacisków A, B do zastępczego źródła napięcia (SEM) U oraz reaktancji X''_z, przy czym



Rys. 4. Schemat zastępczy dla przebiegów nieustalonych (podprzejściowych)

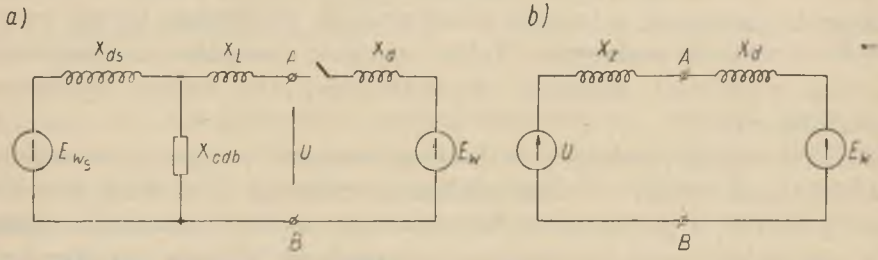
$$X''_z = X_l + \frac{X''_{d_s} \cdot X_{\text{odb}}}{X''_{d_s} + X_{\text{odb}}}. \tag{2}$$

rystyk napięciowych systemu jako od siebie niezależnych nie jest ściśle teoretycznie słuszne, jednak w pełni uzasadnione ze względu na prostotę i związaną z tym wygodę praktycznych obliczeń systemów elektroenergetycznych oraz dostateczną dokładność wyników tych obliczeń.

Zarówno sztywność charakterystyki częstotliwościowej jak również sztywność charakterystyki napięciowej zależy od statyki regulacji (częstotliwości czy napięcia). Przy statycznej regulacji generatora zastępczego ustalona wartość częstotliwości czy napięcia po przyłączeniu nie ulega zmianie.

Na rysunku 1 przyjęto współpracę dwóch generatorów na wspólne szyny, tj. przyjęto bezoporowe połączenie między generatorami.

Dla warunków rzeczywistych należy również uwzględnić reaktancje linii łączących pomiędzy generatorami. Najwygodniej jest tutaj określić generator zastępczy za pomocą zasady Thevenina, przy czym przyjmuje się, że reaktancje odbiorników oraz przesyłowe są stałe, niezależne od napięcia.



Rys. 3. Schematy zastępcze dla stanów ustalonych:
a—generator przyłączony do systemu przez linię przesyłową
b—system i linia przesyłowa sprowadzone do dwójnika zastępczego

Rysunki 3 i 4 przedstawiają schematy zastępcze dla analizy przebiegów łączeniowych turbogeneratora przy poprzednio przyjętych założeniach upraszczających.

Rysunek 3a przedstawia schemat dla stanu ustalonego pracy generatora w systemie. Rozpatrywany generator przedstawiony jest jako dwójnik (źródło prądu) o napięciu wewnętrznym E_w — zwanym też napięciem wirnika lub SEM wewnętrzną — oraz o reaktancji X_d, zwanej reaktancją synchroniczną. Generator przyłączony jest do systemu na zaciskach A, B. Generatory systemu elektroenergetycznego zastąpiono jednym zastępczym źródłem prądu (generatorem synchronicznym) o napięciu wewnętrznym E_{w_s} i reaktancji synchronicznej X_{d_s}. Wszystkie odbiory w systemie zastąpiono reaktancją X_{odb} przyłączoną do zacisków generatora zastępczego. (Dla dalszego uproszczenia rozważań pomijamy obcią-

żenie systemu mocą czynną, przyjmując jedynie składową bierną prądu obciążenia).

Reaktancje przesyłowe, tj. reaktancje linii i ewentualnie transformatorów (reaktancje transformatorów blokowych wygodniej jest uwzględniać w reaktancji zastępczego generatora) przedstawiono na schemacie jako X_l, pomijając przy tym oporności czynne.

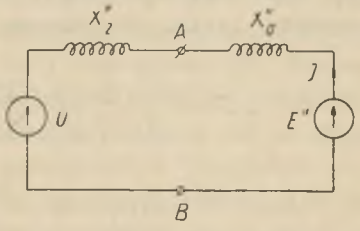
Zgodnie z zasadą Thevenina (tj. zasadą zastępczego źródła prądu) można na powyższym schemacie zastąpić system wobec zacisków A, B źródłem o napięciu U, gdzie U oznacza napięcie na zaciskach A, B przed przyłączeniem rozpatrywanego generatora, oraz reaktancją X_z określoną równaniem

$$X_z = X_l + \frac{X_{d_s} \cdot X_{\text{odb}}}{X_{d_s} + X_{\text{odb}}}. \tag{1}$$

Przedstawia to rysunek 3b.

Generator z astatyczną regulacją napięcia przedstawia dla stanu ustalonego idealne źródło prądu nie posiadające oporności wewnętrznej ($X_d = 0$). Jeśli generatory pracujące w systemie są wyposażone w automatyczną regulację napięcia o charakterystyce statycznej, przy czym statyka S_u określa spadek napięcia przy obciążeniu prądem biernym o wartości znamionowej w stosunku do wartości znamionowej przy biegu jałowym, wówczas na schemacie zastępczym wartość reaktancji X_{d_s} wyrażona w jednostkach stosunkowych jest wprost statyką regulacji $X_{d_s} = S_u$. Przy założeniu astatycznej regulacji ($X_{d_s} = 0$), $X_z = X_l$.

Dla stanów nieustalonych należy w schemacie na rysunku 3a w miejsce reaktancji synchronicznej X_d oznaczyć symbolem X''_{d_s} czy X'_{d_s} reaktancję podprzejściową albo przejściową oraz w miejsce E_{w_s} oznaczyć symbolem E''_s albo E'_s napięcie za reaktancją podprzejściową lub przejściową. Takie założenie jest konsekwencją przyjęcia stosowanej normalnie metody analizy przebiegów nieustalonych za pomocą parametrów maszyny synchronicznej dla stanu nieustalonego. Rysunek 4 przedstawia schemat zastępczy dla stanu nieustalonego (podprzejściowego) po sprowadzeniu systemu względem zacisków A, B do zastępczego źródła napięcia (SEM) U oraz reaktancji X''_z, przy czym



Rys. 4. Schemat zastępczy dla przebiegów nieustalonych (podprzejściowych)

$$X''_z = X_l + \frac{X''_{d_s} \cdot X_{\text{odb}}}{X''_{d_s} + X_{\text{odb}}}. \tag{2}$$

Dla uwzględnienia wpływu parametrów samego generatora przyłączanego oraz oddzielnie wpływu parametrów systemu na przebiegi łączeniowe rozpatrzymy najpierw przebiegi w czasie przyłączenia do sieci sztywnej, a następnie — wpływ elastyczności sieci. W tym celu dla sieci sztywnej należy przy analizie przebiegów ustalonych przyjmować w schemacie 3b $X_z = 0$ oraz analogicznie przy analizie przebiegów nieustalonych przyjmować w schemacie 4 $X''_z = 0$.

2. Przyłączanie maszyny wzbudzonej (synchronizacja)

Jeśli przyłączanie do sieci odbywa się przy niejednakowych wartościach skutecznych napięcia generatora i sieci, niejednakowej fazie i niejednakowej częstotliwości, popłyną prądy wyrównawcze oraz w ich wyniku powstaną momenty prowadzące do zmian prędkości kątowej przyłączonego generatora. Taki przebieg łączeniowy w ogólnym przypadku może być uważany za wynik nałożenia się trzech przebiegów, z których pierwszy jest następstwem nierówności amplitudy (lub wartości skutecznych) napięć, drugi — tylko nierówności kątów fazowych tych napięć, trzeci — nierówności częstotliwości w chwili początkowej (w chwili przyłączenia).

2.1. Wpływ nierówności amplitudy

Łączenie przy różnicy ΔU pomiędzy napięciem generatora i sieci (przy równych kątach fazowych oraz częstotliwościach) daje przebieg prądu łączeniowego taki, jak przy zwarciu symetrycznym na biegu jałowym, z tą tylko różnicą, że w miejsce napięcia maszyny wchodzi tutaj napięcie różnicowe $\Delta u_t = \Delta U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + \alpha)$. Ogólnie znany wzór na przebieg czasowy prądu zwarciowego przyjmuje zatem postać

$$i_t = -\frac{\Delta U \sqrt{2}}{X''_d} \cdot \left(1 - \frac{X''_d}{X'_d}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T''_d}} \cdot \cos(\omega t + \alpha) - \frac{\Delta U \sqrt{2}}{X'_d} \cdot \left(1 - \frac{X'_d}{X_d}\right) \times$$

$$\times e^{-\frac{t}{T'_d}} \cdot \cos(\omega t + \alpha) - \frac{\Delta U \sqrt{2}}{X_d} \cdot \cos(\omega t + \alpha) + \frac{\Delta U \sqrt{2}}{X''_d} \cdot \cos\alpha \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}. \qquad (3)$$

Składowa zmienna prądu i_t w stanie podprzejściowym (wartość skuteczna) wynosi w chwili początkowej

$$I'' = \frac{\Delta U}{X''_d},$$

po upływie około $4T''_d$ (zazwyczaj około 0,2...0,3 sek.) zanika do wartości $\Delta U / X'_d$, a następnie po upływie około $4T'_d$ (zazwyczaj około 2...3 sek.)

osiąga wartość ustaloną. Poza tym zależnie od początkowej wartości chwilowej $\Delta u_{t=0}$ w poszczególnych fazach pojawiają się składowe aperiodyczne, w najniekorzystniejszym wypadku (przy $\alpha = 0$, tj. $\Delta u_{t=0} = 0$) o wartości równej amplitudzie składowej zmiennej.

Składowa zmienna prądu łączeniowego jest prądem biernym, nie daje zatem momentu na wale. Jeśli przyjmie się $X''_d = 0{,}12$, to już przy 12% różnicy napięcia (w stosunku do wartości znamionowej) największa wartość chwilowa prądu łączeniowego (jako odpowiednik udarowego prądu zwarcia) może stanowić około 2,5-krotność prądu znamionowego (skutecznego).

2.2. Wpływ nierówności kątów fazowych napięcia

Wartość początkową składowej zmiennej prądu łączeniowego przy różnicy ϑ kątów fazowych napięcia (przy równych częstotliwościach oraz wartościach skutecznych napięcia) oblicza się analogicznie jak poprzednio, przy czym ΔU jest geometryczną różnicą dwóch napięć równych co do wartości skutecznych, lecz przesuniętych o kąt ϑ_0

$$\Delta U = 2U \cdot \sin \frac{\vartheta_0}{2}. \tag{4}$$

Dla kąta wyprzedzenia $\vartheta_0 = 60°$ napięcie różnicowe wynosi $\Delta U = U$, zatem prąd wyrównawczy osiąga taką wartość, jak przy zwarciu generatora na biegu jałowym wzbudzonego do napięcia U. Już przy kącie $\vartheta_0 = 7°$ składowa zmienna prądu wyrównawczego może osiągać wartość około 100% prądu znamionowego (przy $X''_d = 0{,}12$). Jest więc widoczne, że różnica kąta fazowego bardzo silnie wpływa na wartość prądu wyrównawczego.

Jakkolwiek wartość (skuteczną) składowej zmiennej oblicza się tutaj podobnie jak w (2.1), to jednak przebieg czasowy prądu łączeniowego nie może być tutaj określony wyrażonym tam równaniem (3). Równanie (3) wyprowadzono przy rozważaniu przebiegów o stałej prędkości, tj. dla wypadków, gdy suma momentów hamujących jest równa sumie momentów napędowych. W poprzednich rozważaniach pominięto moment od składowej aperiodycznej oraz wpływ oporności czynnej uzwojeń generatora, tak jak to się normalnie czyni przy analizie czasowego przebiegu prądu zwarcia. Tutaj trzeba się jeszcze liczyć z tym, że składowa zmienna prądu łączeniowego jest przesunięta względem napięcia o kąt $\vartheta/2$, skutkiem czego pojawia się na wale moment. Momentowi temu odpowiada wartość mocy synchronicznej określona równaniem

$$P_\vartheta = U \cdot I \cdot \cos \frac{\vartheta}{2} = \frac{U^2}{X''_d} \cdot \sin \vartheta. \tag{5}$$

Przy wstawieniu w powyższym wzorze wartości U i X''_d w jednostkach stosunkowych otrzymuje się wartość P_ϑ w jednostkach stosunkowych (w odniesieniu do przyjętej za jednostkę mocy o wartości równej mocy znamionowej pozornej); wartość P_ϑ określa równocześnie moment obrotowy w jednostkach stosunkowych (w odniesieniu do przyjętej za jednostkę wartości momentu odpowiadającej pozornej mocy znamionowej).

W porównaniu z momentem przy obciążeniu znamionowym wynoszącym (w jednostkach stosunkowych) $\cos\varphi_N$, P_ϑ będzie wynosić

$$\frac{P_\vartheta}{P_{N_{cz}}} = \frac{1}{X''_d \cdot \cos\varphi_N} \cdot \sin\vartheta, \tag{6}$$

gdzie $P_{N_{cz}}$ — oznacza znamionową moc czynną generatora. Dla przyjętych wartości $X''_d = 0{,}125 \cos\varphi_N = 0{,}8$

$$\frac{P_\vartheta}{P_{N_{cz}}} = 10 \cdot \sin\vartheta.$$

Jest więc widoczne, że już przy niewielkich kątach moment na wale może osiągnąć znaczną wartość. Pojawienie się jego spowoduje kołysanie prędkości kątowej dokoła prędkości synchronicznej i związane z tym kołysania mocy czynnej. Przebieg wyrównawczy można tutaj w przybliżeniu rozpatrywać jako wynik modulowania nieustalonego przebiegu elektromagnetycznego określonego równaniem (3). Zmiana czasowa amplitudy poszczególnych składowych w równaniu (3) jest określona równaniem (4), gdzie ϑ jest kątem zmiennym w czasie odpowiednio do własnych kołysań elektromechanicznych układu. Kołysania elektromechaniczne układu będą rozpatrzone w punkcie 2.3. Dla szczególnych przypadków przy znacznie różniących się wartościach stałej czasowej elektromagnetycznej i okresu kołysań (okres kołysań dłuższy od stałej czasowej T''_d oraz T'_d), małej wartości początkowej kąta ϑ oraz znacznym dodatnim tłumieniu kołysań elektromechanicznych można zatem wyrazić czasowy przebieg prądu wyrównawczego w postaci równania

$$I_t = -2U\sqrt{2}\sin\frac{\vartheta_0}{2} \cdot \cos(2\pi f_{em}t) \cdot \cos(\omega t + \alpha) e^{-\frac{t}{T_{tl_{em}}}} \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d}\right) \cdot e^{-\frac{t}{T''_d}} + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d}\right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d}\right] + \frac{2U\sqrt{2}}{X''_d} \sin\frac{\vartheta_0}{2} \cdot \cos\alpha \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \tag{7}$$

gdzie ϑ_0 — początkowa wartość kąta mocy (dla $t=0$), $T_{tl_{em}}$ — stała czasowa tłumienia elektromechanicznego, $f_{tl_{em}}$ — częstotliwość kołysania.

2.3. Wpływ niejednakowych częstotliwości w chwili łączenia

Dla analizy tych przebiegów przyjmuje się następujące założenia:

Generator zastępczy systemu posiada astatyczną regulację częstotliwości ($f_s = \text{const}\, \omega_s = 2\pi f_s = \text{const}$).

Różnica częstotliwości ($f_g - f_s$) w chwili łączenia jest tak mała, że po zsynchronizowaniu w stanie ustalonym przyłączony generator nie oddaje mocy czynnej (np. generator przyłączany nie posiada regulacji częstotliwości).

Łączenie odbywa się przy równych wartościach skutecznych i fazach napięcia.

W chwili łączenia generator ma prędkość ustaloną $\omega_g = 2\pi f_g$, tj. na turbogenerator działa jedynie niewielki moment napędowy dla pokonania oporów mechanicznych ruchu.

Analogicznie jak poprzednio (2.2), pojawia się i tutaj moment na wale hamujący albo przyśpieszający odpowiednio do tego, czy częstotliwość przyłączonego generatora jest większa, czy mniejsza od częstotliwości systemu. Przy $\omega_g > \omega_s$ narasta kąt, rośnie moc synchroniczna, nadmiar energii kinetycznej wirnika przekazywany jest do systemu, zatem wirnik hamowany momentem elektromagnetycznym zaczyna zwalniać. Przy zrównaniu się prędkości z prędkością generatorów systemu kąt ϑ osiąga wartość maksymalną (zakłada się, że $\vartheta_{\max}$ nie osiąga 180°). W dalszym ciągu wirnik jest hamowany, zatem kąt ϑ zaczyna się zmniejszać przy zmniejszającej się prędkości. Po zmniejszeniu się kąta ϑ do zera moc synchroniczna spada do zera, ale wirnik posiada prędkość mniejszą od synchronicznej, kąt mocy ϑ w dalszym ciągu się zmniejsza, przechodząc na wartości ujemne, generator zaczyna pobierać z sieci moc synchroniczną, wirnik dzięki temu zaczyna przyśpieszać. W ten sposób powstaje kołysanie wirnika przy pulsowaniu energii pomiędzy systemem i masami wirującymi przyłączanego generatora. W obwodach elektrycznych wydziela się ciepło, co powoduje tłumienie, tj. zmniejszanie amplitudy kolejnych wahań kąta dokoła położenia równowagi. Stan ustalony (prędkość synchroniczna) następuje po czasie, w którym cały nadmiar energij kinetycznej zamienia się na ciepło w obwodach tłumiących.

Dokładna analiza przebiegu łączeniowego wymagałaby rozwiązania równania różniczkowego ułożonego na podstawie bilansu energetycznego (mocy)

$$\frac{1}{p \cdot \omega_s} \cdot T_r \cdot \frac{d^2\vartheta}{dt^2} = P(s, \vartheta, t), \tag{8}$$

gdzie

ω_s — prędkość synchroniczna ($\omega_s = 2\pi f_s$),

T_r — stała rozruchowa w sek.,

ϑ — kąt (elektryczny) wyprzedzenia (radjan) w funkcji czasu t,
p — liczba par biegunów,
$s=\frac{1}{\omega_s}\frac{d\vartheta}{dt}$ — poślizg wirnika względem pola wirującego sieci,
$P(s,\vartheta,t)$ — całkowita moc elektryczna turbogeneratora w funkcji poślizgu s, kąta wyprzedzenia ϑ oraz czasu t.

Rozwiązanie tego równania różniczkowego dla przypadku ogólnego jest bardzo utrudnione z uwagi na to, że funkcja mocy jest bardzo skomplikowana. Przybliżone wyniki można uzyskać, jeśli poczyni się szereg upraszczających założeń. Tak na przykład dla odpowiedzi na pytanie dotyczące stateczności, pomijając tłumienie oraz przyjmując wyrażenie mocy w postaci przybliżonej [1]

$$P_s=\frac{U^2}{X_K}\sin\vartheta, \tag{9}$$

gdzie X_K oznacza przyjmowaną jako niezmienną reaktancję kołysania (L. 4), można napisać równanie w postaci

$$\frac{1}{p\cdot\omega_s}\cdot T_r\cdot\frac{d^2\vartheta}{dt^2}=\frac{U^2}{X_K}\cdot\sin\vartheta. \tag{10}$$

Dla określenia maksymalnego kąta wyprzedzenia ϑ_{max} (przy którym $s(t)=0$) można powyższe równanie zcałkować w granicach od

$$\vartheta=0 \quad \text{do} \quad \vartheta=\vartheta_{max}$$

otrzymując

$$\frac{1}{2}T_r\cdot\omega_s\cdot s^2=\frac{U^2}{X_K}(1-\cos\vartheta_{max}), \tag{11}$$

stąd

$$\cos\vartheta_{max}=1-\frac{X_K}{U^2}\cdot\frac{1}{2}\cdot T_r\cdot\omega_s\cdot s^2 \tag{12}$$

albo

$$s_{max}=\sqrt{\frac{2}{\omega_s\cdot T_r}\cdot\frac{U^2}{X_K}(1-\cos\vartheta_{max})}. \tag{13}$$

Mając w ten sposób wyliczony kąt maksymalnego wychylenia przy danym poślizgu w chwili łączenia albo maksymalny dopuszczalny poślizg w chwili łączenia przy danym maksymalnym kącie (ϑ_{max}) pierwszego wychylenia, można również obliczyć czas trwania pierwszego wychylenia.

[1] Odpowiada to założeniu, że całkowita moc zależna jest tylko od kąta.

Jako czas trwania pierwszego wychylenia można z wystarczającym na ogół dla praktyki przybliżeniem przyjmować ¼ okresu własnych drgań nietłumionego układu elektromechanicznego maszyny

$$T=\frac{1}{4}\cdot T_{em}, \tag{14}$$

gdzie okres T_{em} określony jest wzorem[1]

$$T_{em}=\frac{1}{f_{em}}=2\pi\sqrt{\frac{T_r\cdot X_K}{\omega_s}}\cdot\frac{1}{U}. \tag{15}$$

Po upływie czasu T wirnik osiąga więc (przy pominięciu tłumienia) największe odchylenie od położenia w stanie równowagi, czemu odpowiada również największa wartość (skuteczna) prądu wyrównawczego oraz mocy czynnej

$$I_{\vartheta max}=\frac{2U\cdot\sin\frac{\vartheta_{max}}{2}}{X_K}, \tag{16}$$

$$P_{w\,\vartheta max}=\frac{U^2}{X_K}\cdot\sin\vartheta_{max}. \tag{17}$$

Równania (12), (13), (16), (17) wiążą ze sobą wartości mocy czynnej (momentu) i prądu z poślizgiem w chwili łączenia oraz kątem maksymalnym kołysania. Zasadniczym warunkiem stateczności jest $\vartheta_{max}\leqslant 180°$. Dla wartości $\vartheta_{max}=180°$ wypada stosunkowo znaczny dopuszczalny poślizg

$$s_{max}=2\cdot\frac{f_{em}}{f_s}\cdot U, \tag{18}$$

zatem przy synchronizacji w normalnych warunkach $U=1$, $f_s=50$ okr/sek. i zazwyczaj występującym dla turbogeneratorów $f_{em}=1\ldots0{,}5$ okr/sek., $s_{max}=4\ldots2\%$, jednakowoż dla tak dużego kąta ϑ_{max} wypada również bardzo duży prąd wyrównawczy

$$I_{\vartheta max}=180°=\frac{2U}{X_K}, \tag{19}$$

a więc np. przy reaktancji $X_K\approx0{,}5$ wypada $I\simeq4$, tj. czterokrotna wartość prądu znamionowego. Równocześnie postać wzoru (17) wskazuje, że przy takim przyjęciu ϑ_{max} moc czynna najpierw wzrasta, przy $\vartheta=90°$

[1] We wzorze (15) i następnych wartości napięcia, prądu, reaktancji i mocy wyrażone są w jednostkach stosunkowych.

ϑ — kąt (elektryczny) wyprzedzenia (radjan) w funkcji czasu t,
p — liczba par biegunów,
$s=\frac{1}{\omega_s}\frac{d\vartheta}{dt}$ — poślizg wirnika względem pola wirującego sieci,
$P(s,\vartheta,t)$ — całkowita moc elektryczna turbogeneratora w funkcji poślizgu s, kąta wyprzedzenia ϑ oraz czasu t.

Rozwiązanie tego równania różniczkowego dla przypadku ogólnego jest bardzo utrudnione z uwagi na to, że funkcja mocy jest bardzo skomplikowana. Przybliżone wyniki można uzyskać, jeśli poczyni się szereg upraszczających założeń. Tak na przykład dla odpowiedzi na pytanie dotyczące stateczności, pomijając tłumienie oraz przyjmując wyrażenie mocy w postaci przybliżonej [1]

$$P_s=\frac{U^2}{X_K}\sin\vartheta, \tag{9}$$

gdzie X_K oznacza przyjmowaną jako niezmienną reaktancję kołysania (L. 4), można napisać równanie w postaci

$$\frac{1}{p\cdot\omega_s}\cdot T_r\cdot\frac{d^2\vartheta}{dt^2}=\frac{U^2}{X_K}\cdot\sin\vartheta. \tag{10}$$

Dla określenia maksymalnego kąta wyprzedzenia ϑ_{max} (przy którym $s(t)=0$) można powyższe równanie zcałkować w granicach od

$$\vartheta=0 \quad \text{do} \quad \vartheta=\vartheta_{max}$$

otrzymując

$$\frac{1}{2}T_r\cdot\omega_s\cdot s^2=\frac{U^2}{X_K}(1-\cos\vartheta_{max}), \tag{11}$$

stąd

$$\cos\vartheta_{max}=1-\frac{X_K}{U^2}\cdot\frac{1}{2}\cdot T_r\cdot\omega_s\cdot s^2 \tag{12}$$

albo

$$s_{max}=\sqrt{\frac{2}{\omega_s\cdot T_r}\cdot\frac{U^2}{X_K}(1-\cos\vartheta_{max})}. \tag{13}$$

Mając w ten sposób wyliczony kąt maksymalnego wychylenia przy danym poślizgu w chwili łączenia albo maksymalny dopuszczalny poślizg w chwili łączenia przy danym maksymalnym kącie (ϑ_{max}) pierwszego wychylenia, można również obliczyć czas trwania pierwszego wychylenia.

[1] Odpowiada to założeniu, że całkowita moc zależna jest tylko od kąta.

Jako czas trwania pierwszego wychylenia można z wystarczającym na ogół dla praktyki przybliżeniem przyjmować $\frac{1}{4}$ okresu własnych drgań nietłumionego układu elektromechanicznego maszyny

$$T=\frac{1}{4}\cdot T_{em}, \tag{14}$$

gdzie okres T_{em} określony jest wzorem[1]

$$T_{em}=\frac{1}{f_{em}}=2\pi\sqrt{\frac{T_r\cdot X_K}{\omega_s}}\cdot\frac{1}{U}. \tag{15}$$

Po upływie czasu T wirnik osiąga więc (przy pominięciu tłumienia) największe odchylenie od położenia w stanie równowagi, czemu odpowiada również największa wartość (skuteczna) prądu wyrównawczego oraz mocy czynnej

$$I_{\vartheta max}=\frac{2U\cdot\sin\frac{\vartheta_{max}}{2}}{X_K}, \tag{16}$$

$$P_{w\,\vartheta max}=\frac{U^2}{X_K}\cdot\sin\vartheta_{max}. \tag{17}$$

Równania (12), (13), (16), (17) wiążą ze sobą wartości mocy czynnej (momentu) i prądu z poślizgiem w chwili łączenia oraz kątem maksymalnym kołysania. Zasadniczym warunkiem stateczności jest $\vartheta_{max}\leqslant 180°$. Dla wartości $\vartheta_{max}=180°$ wypada stosunkowo znaczny dopuszczalny poślizg

$$s_{max}=2\cdot\frac{f_{em}}{f_s}\cdot U, \tag{18}$$

zatem przy synchronizacji w normalnych warunkach $U=1$, $f_s=50$ okr/sek. i zazwyczaj występującym dla turbogeneratorów $f_{em}=1\ldots0{,}5$ okr/sek., $s_{max}=4\ldots2\%$, jednakowoż dla tak dużego kąta ϑ_{max} wypada również bardzo duży prąd wyrównawczy

$$I_{\vartheta max}=180°=\frac{2U}{X_K}, \tag{19}$$

a więc np. przy reaktancji $X_K\approx0{,}5$ wypada $I\cong4$, tj. czterokrotna wartość prądu znamionowego. Równocześnie postać wzoru (17) wskazuje, że przy takim przyjęciu ϑ_{max} moc czynna najpierw wzrasta, przy $\vartheta=90°$

[1] We wzorze (15) i następnych wartości napięcia, prądu, reaktancji i mocy wyrażone są w jednostkach stosunkowych.

osiąga wartość maksymalną równą U^2/X_K, a następnie spada do zera. Przy kącie $\vartheta = 90°$ moc osiąga maksimum

$$P_{w\max} = \frac{U^2}{X_K}, \tag{20}$$

przy prądzie $I_{\vartheta=90°} = \frac{2U}{X_K} \cdot \frac{\sqrt{2}}{2} = \sqrt{2} \cdot \frac{U}{X_K}$, a więc o 30% mniejszym niż przy $\vartheta_{\max} = 180°$. Zarówno wartość prądu, jak i mocy nakazują dopuszczanie mniejszych poślizgów $s_{\max}$, tak aby $\vartheta_{\max} < 90°$.

Jeśli punktem wyjścia dla określenia dopuszczalnego poślizgu przy synchronizacji będzie maksymalna krotność prądu znamionowego $k_I = \frac{I_{dop}}{I_N} < \frac{U}{X_K} \cdot \sqrt{2}$, wówczas pozostałe wielkości określa się wzorami

$$\vartheta_{\max} = 2 \arcsin\left(\frac{X_K}{2U} \cdot k_I\right), \tag{21}$$

$$\cos\vartheta_{\max} = 1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{X_K^2}{U^2} \cdot k_I^2, \tag{12a}$$

$$s_{\max} = \frac{f_{em}}{f_s} \cdot k_I \cdot X_K \cdot U, \tag{13a}$$

$$P_{w\max} = \frac{X_K \cdot k_I}{U} \cdot \sqrt{1 - \frac{1}{4}\left(\frac{X_K \cdot k_I}{U}\right)^2}. \tag{17a}$$

Jeśli jako punkt wyjścia przyjmie się natomiast maksymalną dopuszczalną moc czynną $\left(k_p = \frac{P_{w\max}}{P_N}\right.$, gdzie $P_{w\max}$ oznacza maksymalną dopuszczalną moc czynną, P_N — znamionową moc pozorną, przy czym $\left. k_p < \frac{U^2}{X_K}\right)$, wówczas odpowiednie wzory przyjmą postać (w jednostkach stosunkowych)

$$\vartheta_{\max} = \arcsin\left(\frac{X_K}{U^2} \cdot k_p\right),$$

$$\cos\vartheta_{\max} = \sqrt{1 - \left(\frac{X_K \cdot k_p}{U^2}\right)^2}, \tag{12b}$$

$$s_{\max} = \frac{f_{em}}{f_s} \cdot U \cdot \sqrt{2} \cdot \sqrt{1 - \sqrt{1 - \left(\frac{X_K \cdot k_p}{U^2}\right)^2}}. \tag{13b}$$

$$I_{s\max} = \frac{U}{X_K} \cdot \sqrt{2} \cdot \sqrt{1 - \sqrt{1 - \left(\frac{X_K \cdot k_p}{U^2}\right)^2}} = \frac{s_{\max}}{X_K} \cdot \frac{f_s}{f_{em}}. \tag{16b}$$

Jeśli przyjmie się dla turbogeneratorów przyłączonych do sieci sztywnej o napięciu i częstotliwości znamionowej $T_r \cong 10$ sek, $X_K \cong 0{,}35$ oraz $k_p = 1$, tj. największą moc czynną w czasie kołysania nie przekraczającą wartości znamionowej, wówczas $f_{em} \cong 1{,}5$, $\vartheta_{max} \cong 20°$, $s_{max} \cong 1\%$, $I_{max} \cong 1$.

2.4. Wpływ sieci elastycznej

Schemat zastępczy uwzględniający elastyczność sieci dla przebiegów łączeniowych przedstawia rysunek 4, przy czym X''_z określone jest równaniem (2). Widoczne jest z tego wzoru, że w normalnych warunkach przy $\frac{X''_z}{X_{odb}} \ll 1$ można wpływ obciążenia systemu na wartość prądu nieustalonego pominąć i przyjmować

$$X''_z = X_l + X''_{d_s} \cdot \frac{1}{1 + \frac{X''_{d_s}}{X_{odb}}} \approx X_l + X''_{d_s}. \tag{22}$$

Przy rozpatrywaniu wpływu nierówności amplitudy i fazy napięcia przyłączonego generatora należy we wzorach (3) i (7) przyjmować zamiast

X'_d sumę $X''_d + X_l + X''_{d_s}$,

X'_d sumę $X'_d + X_l + X'_{d_s}$.

Widoczne jest, że przyłączanie do sieci elastycznej daje zmniejszenie prądów łączeniowych tym znaczniejsze, im większa jest reaktancja sieci. Przy znacznej stosunkowo wartości reaktancji linii X_l człon pierwszy (podprzejściowy) wybitnie się zmniejsza.

Przy rozpatrywaniu wpływu niejednakowych częstotliwości, w szczególności przy rozpatrywaniu wartości granicznych, ze względu na warunki stateczności należy we wzorach (9) do (16) przyjmować zamiast X sumę $X_k + X_l + X_{k_s}$, gdzie X_{k_s} jest wartością reaktancji kołysaniowej generatora zastępczego.

W odniesieniu do reaktancji X_k należy tu podkreślić, że wartość jej nie jest stała, zależy bowiem od przejściowej stałej czasowej T'_d; im stała czasowa T'_d jest krótsza, tym mniejsze wartości — bliższe reaktancji X'_d — należy przyjmować na X_k.

3. Przyłączanie maszyny niewzbudzonej

3.1. Przyłączanie przy prędkości synchronicznej

Zarówno uzwojenie wzbudzenia, jak i uzwojenie tłumiące oraz lity blok stalowy wirnika są w spoczynku względem pola wirującego i w stanie ustalonym nie przewodzą prądu. Przebieg zjawiska przy załączeniu generatora w stanie niewzbudzonym jest analogiczny do przebiegu prądu

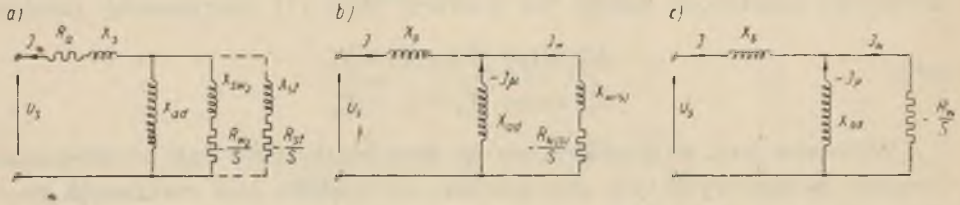
zwarcia przy biegu jałowym generatora wzbudzonego do napięcia U. Można go zresztą rozważać jako szczególny przypadek przebiegu opisanego w rozdz. 2.1 i określonego równaniem (3), wstawiając jako napięcie różnicowe napięcie sieci

$$\Delta U = 0 - U = -U.$$

3.2. Przyłączanie przy prędkości asynchronicznej

W konsekwencji założenia, że wirnik nie znajduje się w spoczynku względem pola wirującego, schemat zastępczy dla stanu ustalonego przedstawiony na rysunku 3 ulegnie zmianie i upodobni się do schematu zastępczego dla silnika asynchronicznego dwuklatkowego.

Rysunek 5a przedstawia schemat zastępczy dla stanu ustalonego, przy czym dla astatycznej regulacji prędkości turbiny należy przyjąć poślizg stały (s = constans). Pominięto tutaj niesymetrię obwodów wirnika wynikającą z 1-fazowego uzwojenia wzbudzenia (zamkniętego oporem gaszącym).

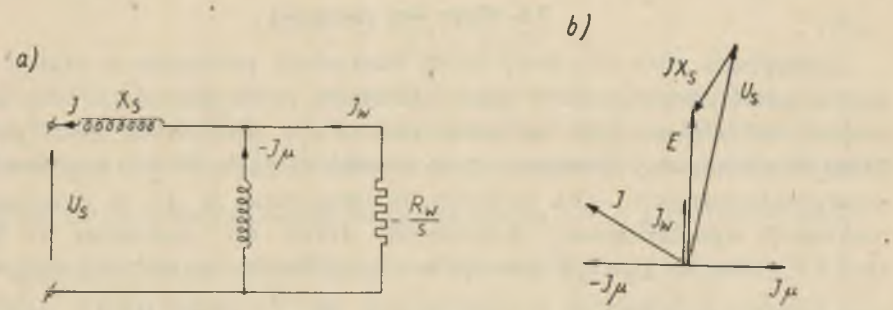


Rys. 5 a, b, c. Schematy zastępcze dla stanu ustalonego przy prędkości asynchronicznej

Rysunek 5b przedstawia również schemat otrzymany po zastąpieniu gałęzi wirnika jedną gałęzią zastępczą, w której zarówno reaktancja zastępcza wirnika X_w, jak i oporność zastępcza wirnika R_w są funkcją poślizgu (na rysunku oznaczono $X_{w(s)}$ i $R_{w(s)}$). Poza tym pominięto tu oporność stojana R_a.

Na prąd I oddawany przez generator do sieci składają się: prąd pojemnościowy magnesowania (na schemacie oznaczony przez $-I_\mu$ jako wzięta ze znakiem przeciwnym wartość prądu magnesującego I_μ pobieranego przez maszynę ze sieci) oraz prąd I_w dostarczany do sieci przez wirnik napędzany przez turbinę asynchronicznie (z poślizgiem przyjętym jako dodatni przy prędkości nadsynchronicznej). Moc dostarczona przez turbinę reprezentowana jest na schemacie przez moc elektryczną na oporze ujemnym $-\frac{R_w}{s}$ i wynosi $I_w^2 \cdot R_w \cdot \frac{1}{s}$, przy czym część tej mocy ($I_w^2 \cdot R_w$) zamienia się na ciepło w uzwojeniach wirnika. Zakładając bardzo mały poślizg, można pominąć reaktancję rozproszenia poszczególnych

gałęzi wirnika, jak również wpływ poślizgu na oporność ($R_w(s)$ = constans) i przyjąć schemat zastępczy, jak na rysunku 5c. Prąd I_w jest wówczas fazowo przesunięty o 90° w przód względem prądu $+I_\mu$. Odpowiedni wykres promieniowy przedstawia również rysunek 6. Uproszczony schemat



Rys. 6. Schemat zastępczy i wykres promieniowy turbogeneratora przy bardzo małych poślizgach

a—schemat zastępczy, *b*—wykres promieniowy.

i wykres według rysunku 4 mogą być praktycznie przyjmowane w zakresie poślizgu poniżej 0,3%.

W dotychczasowym rozumowaniu przyjęto, że regulacja prędkości turbiny jest astatyczna i że turbina posiada prędkość nadsynchroniczną (poślizg dodatni). Układ zastępczy nie zmienia się również przy podsynchronicznej prędkości turbiny, jedynie ze zmianą znaku poślizgu zmienia się moc oddawana na pobieraną ($s<0$).

Przechodząc do rozważania przebiegu nieustalonego, jaki wystąpi bezpośrednio po przyłączeniu niewzbudzonego generatora przy prędkości asynchronicznej do sieci sztywnej, przyjmiemy najpierw dla uproszczenia, że wirnik jest elektromagnetycznie całkowicie symetryczny, oraz że przyłączenie następuje przy małym poślizgu $s<1\%$. W takim przypadku indukujące się w obwodzie wirnika prądy nieustalone przemieszczają się z prędkością poślizgu zgodnie (przy obrotach podsynchronicznych) albo przeciwnie (przy obrotach nadsynchronicznych) z kierunkiem wirowania turbiny. Przebieg prądu w stojanie możemy rozważać jako wynik nałożenia się nieustalonego przebiegu łączeniowego, jaki powstałby po włączeniu na sieć przy prędkości synchronicznej oraz składowej czynnej odpowiadającej pracy asynchronicznej przy zmieniającym się poślizgu. Charakter zmiany poślizgu w czasie będzie zależny od początkowej wartości poślizgu (w chwili włączenia), od charakterystyki regulacji turbiny, charakterystyki momentu asynchronicznego oraz momentu bezwładności (GD^2) turbozespołu. Na ogół można oczekiwać, że równowaga ustala się po tłumionym kołysaniu prędkości i mocy czynnej. Jeśli generator po-

siada znaczny moment reaktywny (spowodowany znaczną różnicą reaktancji podłużnej i poprzecznej), wówczas przy małym poślizgu (małym momencie napędowym) może nastąpić wciągnięcie maszyny w synchronizm i mimo braku wzbudzenia maszyna pracuje jako generator synchroniczny.

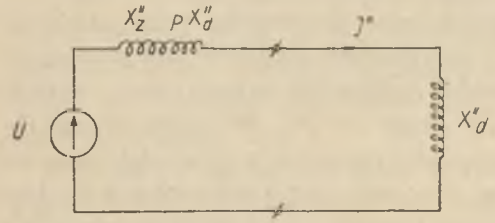
3.3. Wpływ sieci elastycznej

Zastąpienie sieci sztywnej siecią elastyczną powoduje w stanie ustalonym zmniejszenie poboru prądu biernego przez generator tym znaczniejsze, im większa jest zastępcza reaktancja przesyłowa sieci (poprzez którą rozpatrywany generator przyłączony jest do sieci o regulowanym astatycznie napięciu — na rysunku 3a oznaczono ją X_l) w stosunku do reaktancji synchronicznej generatora. Jeżeli np. generator 40 MVA, 10,5 kV, 2200 A, $X_d = 1{,}4$ pracuje bez wzbudzenia na sieć sztywną, wówczas pobór mocy biernej z sieci wynosi $40 \cdot \frac{1}{1{,}4} = 28{,}5$ MVAr. Jeśli pracuje poprzez reaktancję przesyłową (transformatory i linie) $X_l \simeq 0{,}5\ \Omega$ (wartość odniesiona do napięcia 10,5 kV), wówczas reaktancja przesyłowa w odniesieniu do reaktancji synchronicznej generatora wynosi

$$\frac{0{,}5}{1{,}4 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2200}} = 0{,}13,$$

zatem pobór mocy biernej z sieci zmniejsza się o 13% $\frac{28{,}5}{1{,}13} = 25$ MVAr.

Dla zobrazowania wpływu sieci elastycznej przedstawiono na rysunku 7 schemat zastępczy dla stanu nieustalonego, przy czym dla uproszczenia rozważania przyjęto na schemacie bieg jałowy generatora zasilającego w chwili przyłączenia. Przyjmuje się również, że ten generator zasilający ma te same wartości parametrów w jednostkach stosunkowych (w odniesieniu do wartości znamionowych), co generator przyłączony. Oznaczając stosunek mocy znamionowej generatora przyłączanego (będącej mocą odniesienia w układzie) do mocy znamionowej generatora zasilającego przez p otrzymuje się



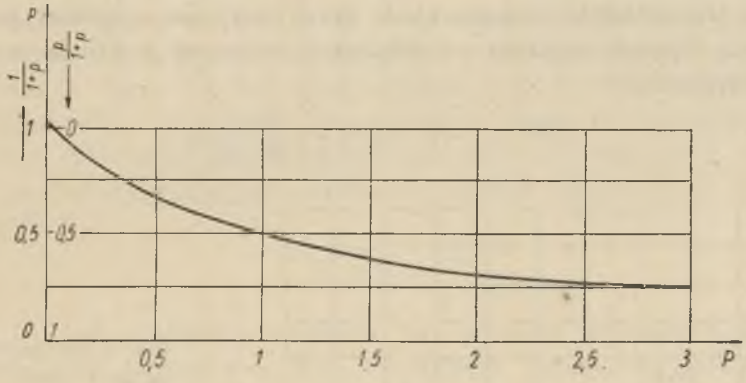
Rys. 7. Schemat zastępczy (uproszczony) dla przypadku przyłączania generatora niewzbudzonego do sieci elastycznej

$$I_g^* = \frac{U}{p \cdot X''_d + X''_d} = \frac{U}{X''_d} \cdot \frac{1}{1+p}. \tag{23}$$

Wartość ta wyrażona jest w jednostkach stosunkowych w odniesieniu do prądu znamionowego przyłączanego generatora. Dla zorientowania się w obciążeniu prądowym generatora zasilającego należy wyrazić w jednostkach stosunkowych w odniesieniu do prądu znamionowego generatora zasilającego

$$I''_s = p \cdot I''_g = \frac{U}{X''_d} \cdot \frac{p}{1+p}. \tag{24}$$

W obydwu powyższych wyrażeniach wpływ elastycznej sieci (scharakteryzowanej stosunkiem p) na obciążenie generatora przyłączanego oraz generatora zasilającego składową zmienną prądu podprzejściowego uwidocznia się w postaci dodatkowego czynnika $\frac{1}{1+p}$ albo $\frac{p}{1+p}$, przez który należy pomnożyć wartość prądu obliczoną dla sieci sztywnej. Przebieg tych funkcji przedstawiony na rysunku 8 potwierdza oczywiście



Rys. 8. Przebieg wartości $\frac{1}{1+p}$ względnie $\frac{p}{1+p}$

przypadki graniczne. Przy $p \to 0$ generator przyłączany jest do sieci sztywnej, dla której prąd łączeniowy stanowi nieskończenie małe obciążenie, gdy tymczasem dla przyłączanego generatora jest to prąd udarowy zwarcia. Przy $p \to \infty$ sytuacja jest odwrotna, prąd łączeniowy stanowi dla przyłączonego generatora obciążenie znikome, gdy dla zasilającego generatora stosunkowo (nieskończenie) małej mocy stanowi on zwarcie na zaciskach.

W przypadku generatorów blokowych reaktancja zwarcia transformatora blokowego powiększa reaktancję przejściową generatora i w tym samym stosunku obniża prąd łączeniowy.

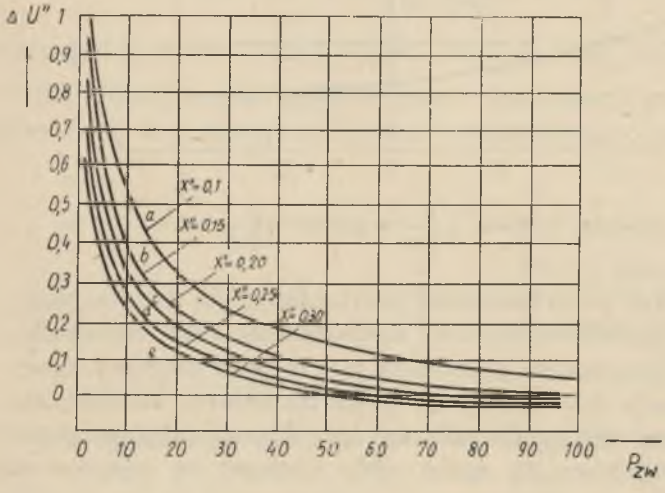
Prądy łączeniowe wywołują chwilowe spadki napięcia zanikające odpowiednio do stałych czasowych zanikania podprzejściowej i przejściowej składowej prądu łączeniowego.

Początkowa wartość spadku napięcia zależy od wielkości prądu oraz od konfiguracji sieci i od jej sztywności. Można tę wartość spadku napięcia na szynach, do których przyłączany jest generator, wyrazić w funkcji mocy zwarcia na tych szynach oraz w funkcji reaktancji przejściowej przyłączanego generatora (ewentualnie wraz z reaktancją transformatora blokowego). Jeśli, licząc spadek napięcia od składowej zmiennej prądu łączeniowego i zakładając znamionową wartość napięcia na szynach bezpośrednio przed przyłączeniem, obliczy się składową zmienną prądu łączeniowego w jednostkach stosunkowych, otrzymamy

$$I'' = \frac{1}{\frac{1}{P_{zw}} + X''_d} = \frac{P_{zw}}{1 + P_{zw} X''_d}, \tag{25}$$

przy czym P_{zw} oznacza moc zwarcia na szynach w jednostkach stosunkowych oraz X''_d oznacza reaktancję podprzejściową przyłączanego generatora w jednostkach stosunkowych przy przyjęciu wspólnej jednostki odniesienia. Spadek napięcia od składowej zmiennej prądu łączeniowego wynosi odpowiednio

$$\Delta U'' = 1 - I'' \cdot X''_d = \frac{1}{1 + P_{zw} X''_d}. \tag{26}$$



Rys. 9. Zależność spadku napięcia przy samosynchronizacji generatora od względnej mocy zwarcia przy różnych wartościach reaktancji podprzejściowej generatora

Rysunek 9 przedstawia zależność spadku napięcia na szynach od względnej mocy zwarcia (tj. od stosunku mocy zwarcia na szynach do mocy znamionowej generatora przyłączanego) przy kilku wartościach reaktancji. Jako typowe (przeciętne) dla warunków pracy turbogeneratora w systemie można uważać: krzywą *b* dla przyłączania generatora bezpośrednio na szyny ($X''_d = 0{,}15$) oraz krzywą *d* dla generatora w bloku

$(X''_d + X_l = 0{,}25)$. Widoczne jest z tego wykresu, że napięcie spada do wartości $0{,}8\ U (\Delta U = 20\%)$, gdy moc zwarcia na szynach stanowi:

około 25-krotną wartość mocy znamionowej generatora przyłączanego bezpośrednio, albo

około 16-krotną wartość mocy znamionowej generatora przyłączanego w bloku.

Przy stosunku mocy $1:1 \left(P_{zw} = \frac{1}{X''_d}\right)$ napięcie spada do połowy, co jest zupełnie oczywiste.

Uwaga: W równaniach (25) i (26), na rysunku 9 oraz w przytoczonych wyżej wnioskach przyjęto P_{zw} jako moc zwarcia na szynach bez udziału w niej generatora przyłączanego.

Jeśli znana jest moc zwarcia na szynach łącznie z udziałem rozpatrywanego generatora, wówczas należy od niej odjąć moc zwarcia tego generatora i posługiwać się powyższymi wykresami.

Określone poprzednio spadki napięcia występują w sieci bezpośrednio po załączeniu generatora. Z upływem czasu spadki te zmniejszają się, napięcie na szynach narasta odpowiednio do przebiegu regulacji napięcia w systemie oraz w miarę, jak reaktancje podprzejściowe narastają do przejściowych a następnie do ustalonych wartości reaktancji synchronicznych. Dla stanu ustalonego po przyłączeniu generatora niewzbudzonego można orientacyjnie szacować wartość napięcia na szynach generatora

$$U_g = U \cdot \frac{X_d}{X_d + X_l}, \tag{27}$$

jeśli U jest wartością napięcia na szynach generatora zastępczego regulowanego astatycznie, X_l – reaktancją przesyłową pomiędzy tymi szynami a przyłączanym generatorem.

Jeśli zastępczy generator posiada statyczną regulację napięcia, wówczas w mianowniku równania (27) należy uwzględnić dodatkowo zastępczą wartość reaktancji wynikającą ze statyki regulacji (por. Wstęp, równanie 1).

W normalnych warunkach eksploatacyjnych nie stosuje się sposobu przyłączania generatora na ustaloną pracę asynchroniczną, stosuje się natomiast sposób samosynchronizacji, tj. załączanie generatora w stanie niewzbudzonym z bezpośrednio potem następującym załączeniem wzbudzenia.

Czas trwania spadku napięcia albo krzywa zmiany napięcia na szynach w czasie samosynchronizacji jest następstwem krzywej zmiany prądu łączeniowego, regulacji wzbudzenia generatorów zasilających, przebiegu narastania prądu wzbudzenia generatora przyłączanego oraz reaktancji układu sieciowego.

Jeśli w szczególności zasilające generatory wyposażone są w automatykę forsowania wzbudzenia, wówczas bardzo szybko napięcie na szynach osiąga wartości powyżej nastawienia automatyki forsowania. Z kolei zadanie dalszego podwyższenia napięcia do normalnej wartości ruchowej (tzw. odbudowy napięcia) podejmują automatyczne regulatory napięcia w generatorach systemu. Dla sieci słabo powiązanej (o dużej reaktancji) zaleca się przyłączać generator metodą samosynchronizacji przy jednoczesnym uruchomieniu jego automatycznego regulatora napięcia i automatu forsowania wzbudzenia. Otrzymuje się przez to szybkie czasy zsynchronizowania generatora. Napięcie wzbudnicy wzrasta do szczytowej wartości, przyśpieszając przez to narastanie prądu wzbudzenia, generator szybko osiąga synchronizm, a następnie przy dalszym przewzbudzaniu dostarcza do sieci nadwyżkę mocy biernej odbudowującej obniżone napięcie.

Określanie (oszacowanie) czasu trwania różnych wartości spadku napięcia albo określanie czasowego przebiegu napięcia na szynach w czasie samosynchronizacji dla wypadków ogólnych nie jest celowe, nie daje bowiem obrazu ilościowego i nie pozwala na konkretne wnioski bez poczynienia konkretnych szczegółowych założeń w odniesieniu do warunków, w jakich przebiega samosynchronizacja. Dla poszczególnych wypadków przy konkretnych liczbowych założeniach można taką krzywą określić, uwzględniając reaktancję i stałe czasowe obwodu jak również charakterystykę regulatorów i wzbudnicy dla stanów ustalonych i nieustalonych. W niektórych (zresztą stosunkowo rzadkich) przypadkach przyłączania do szyn przy małej mocy zwarciowej łączny czas samosynchronizacji, rozumiany jako czas powrotu napięcia w sieci do wartości normalnej, może osiągać kilka sekund. Odbudowa napięcia dokonuje się w takich przypadkach czasem drogą zanikających kołysań.

Wpłynęło 30. VI. 1954 r.

LITERATURA

[1] И. А. Сыромятников, *Режимы работы синхронных генераторов*, Госэнергоиздат Москва 1952.

[2] Соловев, *Автоматизация энергетических систем*, Госэнергоиздат, 1948.

[3] Timascheff, *Stabilität der Drehstromkraftübertragung*, Springer, Berlin 1939.