

Глава 8

Динамическая устойчивость энергосистем

§ 8.1. Динамическая устойчивость синхронного генератора при отключении линии электропередачи

Синхронный генератор выдает мощность в сеть, принципиальная схема которой показана на рис. 8.1.

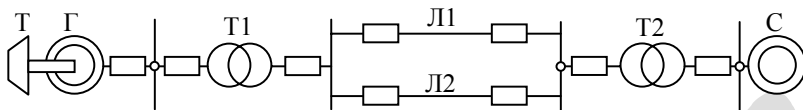


Рис. 8.1. Схема электропередачи мощности от синхронного генератора в энергосистему:
Т – турбина; Г – генератор; Т1 – трансформатор;
Л1, Л2 – линии электропередачи; Т2 – трансформатор связи с энергосистемой; С – энергосистема

Динамическая устойчивость генератора оценивается с точки зрения сохранения режима выдачи мощности в сеть (без нарушения синхронизма) в случае внезапных, значительных изменений в цепи электропередачи, например, при отключениях линий, при коротких замыканиях в сети и т. д.

Для оценки динамической устойчивости генератора при внезапном отключении одной из линий электропередачи необходимо обратиться к рис. 8.2, на котором показана угловая характеристика генератора (P_G) и характеристика энергетического двигателя (P_T). В данном случае рассматривается устойчивость неявнополюсного генератора-турбогенератора, угловая характеристика которого соответствует формуле

$$P_T = \frac{U_c E'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta. \quad (8.1)$$

Можно принять к рассмотрению устойчивости и явнополюсный генератор-гидрогенератор, угловая характеристика которого строится по формуле (8.2), однако анализ устойчивости будет одинаков

$$P_G = \frac{U_c E'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta + \frac{(x'_d - x_q)}{2x'_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} U_c^2 \sin 2\theta. \quad (8.2)$$

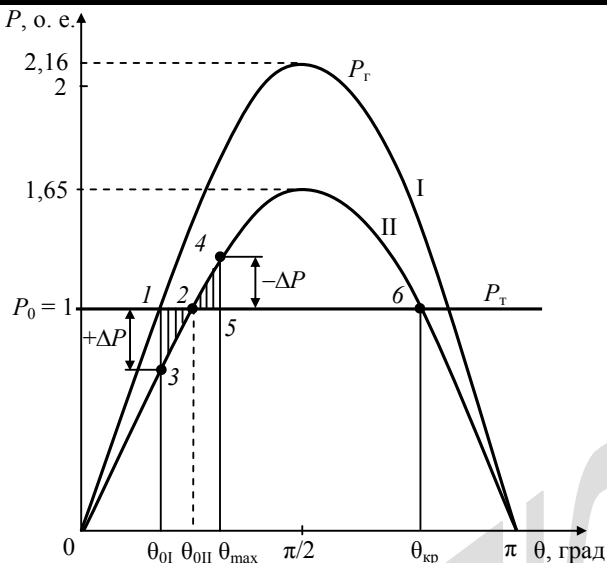


Рис. 8.2. Угловые характеристики турбогенератора ТВВ 200–2:
 I – в нормальном режиме при мощности 180 МВт;
 II – при внезапном отключении одной линии:
 $\theta_{0I} = 27^\circ$; $\theta_{\max} = 48^\circ$; $\theta_{0II} = 37^\circ$; $\theta_{kp} = 143^\circ$
 (параметры приняты из примера 8.1)

Рассматриваем случай, когда внезапно, например, по причине ложного срабатывания релейной защиты, отключается линия Л2 (см. рис. 8.1).

Схема замещения электропередачи в нормальном режиме показана на рис. 8.3. Она подобна схеме замещения (см. рис. 7.1), которая принималась при оценке статической устойчивости генератора, но теперь ЭДС генератора представляется не синхронной ЭДС E_q , а величиной E'_q – ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением в продольной оси генератора x'_d .

Особенностью этой ЭДС является то, что она отражает результирующее магнитное поле генератора и поэтому, в соответствии с законом электромагнитной индукции, не может мгновенно изменить свою величину при внезапном изменении тока в любой из обмоток, которые имеют электромагнитную связь между собой.

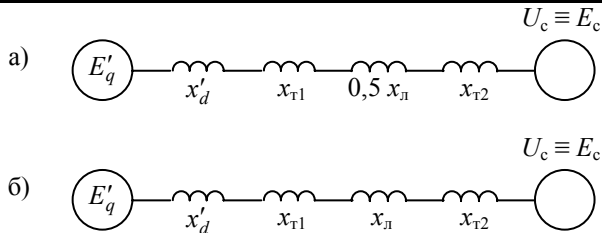


Рис. 8.3. Схема замещения электропередачи:
а – для нормального режима;
б – при отключенной одной линии

Заметим, что генератор при рассматриваемых процессах не может быть в схеме замещения представлен ЭДС E'_q – ЭДС за сверхпереходным индуктивным сопротивлением в продольной оси генератора x'_d , так как длительность протекания сверхпереходного процесса по сравнению с длительностью перемещения ротора генератора ничтожно мала (ранее параметр x'_d имел название «мгновенный реактанс» [3]).

Угловая характеристика на рис. 8.2 построена по формуле (8.1).

Знаменатель формулы представляет собой сумму всех сопротивлений схемы замещения электропередачи (см. рис. 8.3)

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{T1} + 0,5x_{л} + x_{T2}.$$

При внезапном отключении одной линии суммарное сопротивление увеличивается до

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{T1} + x_{л} + x_{T2}$$

и амплитуда угловой характеристики уменьшается, как показано на рис. 8.2, т. е. угловая характеристика из положения I мгновенно занимает положение II и возникает избыточная мощность $+\Delta P$.

Ротор генератора вместе с ротором турбины, которые имеют большие маховые массы, не могут мгновенно изменить свое положение относительно вектора магнитного поля статора (см. рис. 7.2).

Движение ротора генератора будет подчиняться уравнению динамического равновесия (7.3)

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_T - P_r = \pm \Delta P. \quad (8.3)$$

Избыточная положительная мощность приведет к движению ротора генератора с положительным ускорением $\frac{d^2\theta}{dt^2}$. При прохождении

пути от координаты θ_{0I} до θ_{0II} вращающиеся массы роторов генератора и турбины запасают кинетическую энергию

$$\int_{\theta_{0I}}^{\theta_{0II}} (P_0 - P_{II m} \sin \theta) d\theta, \quad (8.4)$$

равную площади на рис. 8.2, ограниченной точками 1, 2, 3.

За счет запаса кинетической энергии ротор генератора по инерции пройдет угол θ_{0II} и на его валу появится избыточная мощность $-\Delta P$, величина которой будет возрастать с перемещением ротора до угла θ_{\max} .

На этом пути запасенная кинетическая энергия будет выдана в сеть в виде электроэнергии, т. е. будет израсходована на преодоление тормозной мощности $-\Delta P$. Энергия на преодоление этой тормозной силы будет пропорциональна площади, ограниченной точками 2, 4, 5

$$\int_{\theta_{0II}}^{\theta_{0\max}} (P_{II m} \sin \theta - P_0) d\theta. \quad (8.5)$$

Интеграл (8.4) представляет собой площадь ускорения S_y , а интеграл (8.5) – площадь торможения S_T . Имеет место равенство площадей

$$S_y = S_T. \quad (8.6)$$

Заметим, что вся площадь на рис. 8.2, ограниченная точками 2, 4, 6, является площадью торможения и поэтому в качестве критерия динамической устойчивости синхронного генератора служит неравенство

$$S_y \leq S_T. \quad (8.7)$$

Из равенства (8.6) с подстановкой (8.4), (8.5) можно определить максимальный угол вылета ротора при внезапном отключении одной линии.

Этот угол определяется из трансцендентного выражения

$$\cos \theta_{\max} + \rho \theta_{\max} = \rho \theta_{0I} + \cos \theta_{0I}, \quad (8.8)$$

где $\rho = \frac{P_0}{P_{mII}}$ – отношение мощности до нарушения режима к амплитудной мощности после отключения одной линии; θ_{\max} – максимальный угол вылета; θ_{0I} – угол вылета до нарушения режима.

Характер изменения угла θ при динамически устойчивом движении генератора можно определить из уравнения движения Лагранжа (2.73)

$$J_c \Delta \ddot{\theta} + C_c \Delta \dot{\theta} + D_c \Delta \theta = \Delta M_{dc} - \Delta M_{\Gamma}.$$

Для определения колебаний синхронного агрегата это уравнение будет иметь вид (5.14)

$$J \Delta \ddot{\theta} + D \Delta \dot{\theta} + C \Delta \theta = 0.$$

Решение этого уравнения выражается формулой (5.16)

$$\Delta \theta(t) = \Delta \theta_0 \rho_0 e^{-\alpha t} \cos(\beta t - \varepsilon_0), \quad (8.9)$$

где

$$\rho_0 = \sqrt{\left(\frac{1 + a_0 \alpha}{a_0 \beta}\right)^2 + 1}; \quad \varepsilon_0 = \arctg \frac{1 + a_0 \alpha}{a_0 \beta}; \quad (8.10)$$

$$\alpha = \frac{D}{2J}; \quad \beta = \sqrt{\omega_c^2 - \alpha^2}; \quad \omega_c = \frac{C}{J}.$$

Формула отражает затухающие периодические колебания, график которых показан на рис. 8.4.

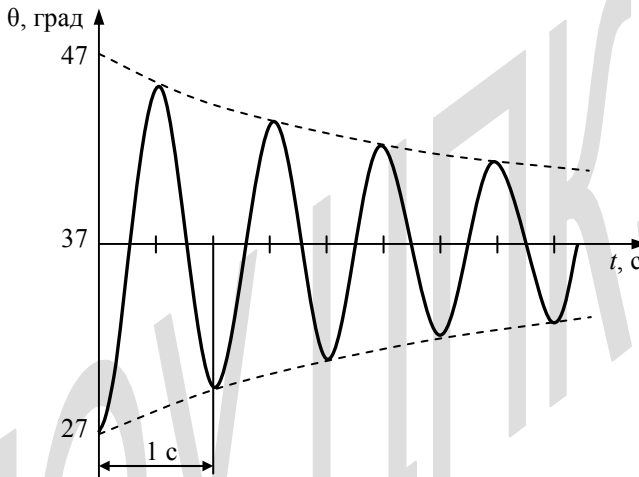


Рис. 8.4. Затухающие колебания синхронного турбогенератора мощностью 200 МВт при отключении одной линии электропередачи

Пример расчета 8.1 колебаний ротора синхронного турбогенератора ТВВ при отключении одной линии электропередачи.

Исходные данные. Схема электропередачи на рис. 8.1.

Параметры генератора: $P_{\text{НОМ}} = 200$ МВт; $S_{\text{НОМ}} = 235$ МВ·А; $U_{\text{H}} = 15,75$ кВ; $\cos \varphi = 0,85$; $n_{\text{НОМ}} = 3000$ об/мин; $x_{d \text{ кат}} = 1,84$; $x'_{d \text{ кат}} = 0,275$; постоянная времени $T_{\text{ЭМ}} = 2,19$ с; $\eta = 0,986$. Принимается $T_{\text{ЭМ}} = 9$ с вместе с ротором турбины.

Параметры трансформатора Т1: $S_{\text{НОМ}} = 250$ МВ·А; $U_{\text{В}} = 242$ кВ; $U_{\text{H}} = 15,75$ кВ; $u_{\text{к}} = 11$ %.

Параметры трансформатора Т2: $S_{\text{НОМ}} = 200$ МВ·А; $U_{\text{В}} = 230$ кВ; $U_{\text{H}} = 121$ кВ; $u_{\text{к}} = 11$ %.

Линии электропередачи: $x_{\text{уд}} = 0,4$ Ом/км; $l = 250$ км.

Энергосистема: $U_{\text{с}} = 115$ кВ; мощность от генератора $P_{\text{Г0}} = 180$ МВт при $\cos \varphi = 0,9$.

Расчет

Базисная мощность $S_{\text{б}} = 180$ МВ·А, напряжение $U_{\text{б}} = 220$ кВ.

1. Приведенные значения сопротивлений, о. е.:
генератора

$$x'_d = x'_{d \text{ кат}} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{б}}} \right)^2 \left(\frac{U_{\text{Г.НОМ}}}{U_{\text{Г.НОМ}}} \right)^2 = 0,275 \frac{180}{235} \left(\frac{15,75}{220} \right)^2 \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 =$$
$$= 0,275 \cdot 0,91 = 0,25;$$
$$x_d = x_{d \text{ кат}} \cdot 0,91 = 1,84 \cdot 0,91 = 1,7;$$

трансформатора Т1

$$x_{\text{Т1}} = \frac{u_{\text{к}} \%}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{б}}} \right)^2 = \frac{11}{100} \frac{180}{250} \left(\frac{242}{220} \right)^2 = 0,096;$$

линии

$$x_{\text{л}} = x_{\text{уд}} l \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,4 \cdot 250 \frac{180}{220^2} = 0,38;$$

$0,5x_{\text{л}} = 0,19$ – при двух линиях;

трансформатора Т2

$$x_{\text{Т2}} = \frac{u_{\text{к}} \%}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{б}}} \right)^2 = \frac{11}{100} \frac{180}{200} \left(\frac{230}{220} \right)^2 = 0,108.$$

Мощность, передаваемая в систему, о. е.

$$P_0 = \frac{P_{r0}}{S_6} = \frac{180}{180} = 1; \quad Q_0 = P_0 \operatorname{tg} \varphi = 1 \cdot 0,5 = 0,5.$$

2. Общее сопротивление электропередачи для нормального режима
 $x_{d\Sigma} = x_d + x_{r1} + 0,5x_{r1} + x_{r2} = 1,7 + 0,096 + 0,19 + 0,108 = 2,09$.

3. Общее сопротивление электропередачи для переходного режима:
при двух линиях

$$x'_{d\Sigma} = 0,25 + 0,096 + 0,19 + 0,108 = 0,64;$$

при одной отключенной линии

$$x'_{d\Sigma(1)} = 0,25 + 0,096 + 0,38 + 0,108 = 0,834.$$

4. ЭДС переходная по (1.23)

$$E'_q = \frac{(U^2 + x'_{d\Sigma} Q)(U^2 + x_{d\Sigma} Q) + x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma} P^2}{U \sqrt{(U^2 + x_{d\Sigma} Q)^2 + (x_{d\Sigma} P)^2}} = \\ = \frac{(1 + 0,64 \cdot 0,5)(1 + 2,09 \cdot 0,5) + 0,64 \cdot 2,09}{\sqrt{(1 + 2,09 \cdot 0,5)^2 + (2,09 \cdot 1)^2}} = 1,38.$$

5. Амплитуды угловых характеристик переходного режима по (8.1):
при двух линиях

$$P_{mI} = \frac{U_c E'_q}{x'_{d\Sigma}} = \frac{1 \cdot 1,38}{0,64} = 2,156;$$

при одной линии

$$P_{mII} = \frac{1,38}{0,834} = 1,65.$$

6. Угловые характеристики:

при двух линиях

$$P_I = P_{mI} \sin \theta = 2,156 \sin \theta;$$

при одной линии

$$P_{II} = P_{mII} \sin \theta = 1,65 \sin \theta.$$

Характеристики построены на рис. 8.2.

7. Угол вылета ротора генератора для номинальной мощности:
при двух линиях

$$\theta_{0I} = \arcsin \frac{1}{P_{mI}} = \arcsin \frac{1}{2,156} = \arcsin 0,46 = 27^\circ;$$

при одной линии

$$\theta_{0II} = \arcsin \frac{1}{1,65} = 37^\circ.$$

8. Максимальный угол вылета $\theta_{\max} = 47^\circ$ по (8.8)

$$\cos \theta_{\max} + 0,0105 \theta_{\max} = 0,28 + 0,89 = 1,17,$$

где $0,0105 = \frac{P_0}{P_{\text{мл}}} \frac{1}{57,3} = \frac{1}{1,65} \frac{1}{57,3}$; $0,28 = 0,0105 \theta_{01} = 0,0105 \cdot 27^\circ$;
 $0,89 = \cos \theta_{01} = \cos 27^\circ$.

Схема определения θ_{max} показана на рисунке 8.5, на котором цифры в скобках показывают последовательность решения.

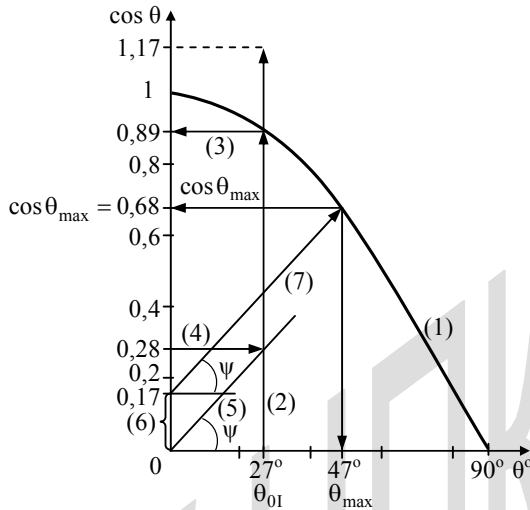


Рис. 8.5. Схема решения трансцендентного уравнения

9. Величины для расчетной формулы (8.9):
размах угла

$$\Delta\theta_0 = \frac{\theta_{\text{max}} - \theta_0}{2} = \frac{47 - 27}{2} = 10^\circ;$$

момент инерции

$$J = \frac{GD_\Sigma^2}{4g} = \frac{86 \cdot 10^3}{4 \cdot 9,81} = 2200 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2,$$

где $GD_\Sigma^2 = \frac{T_{\text{эм}} S(\text{МВ} \cdot \text{А})}{2,74 n^2 10^{-6}} = \frac{9 \cdot 235}{2,74 \cdot 3000^2 \cdot 10^{-6}} = 86 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$; $T_{\text{эм}} = 9 \text{ с}$ –

с учетом маховых масс ротора турбины; декремент затухания колебаний по (8.10) принят $\alpha = 0,11 \text{ с}^{-1}$;

коэффициент демпферного момента

$$D = 2 \alpha J = 2 \cdot 0,11 \cdot 22 \cdot 10^2 = 484 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}.$$

10. Синхронная жесткость электропередачи по (2.69) в переходном режиме

$$C_{\text{эл}} = \frac{U_c E'_q}{x_{d\Sigma\text{откл}}} \cos \theta_{0\Pi} = \frac{1 \cdot 1,38}{0,834} \cos 37^\circ = 1,32 \text{ о. е.}$$

$$C = \rho C_{\text{эл}} M_{\text{г.ном}} = 1 \cdot 1,32 \cdot 66 \cdot 10^3 = 87 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м},$$

где $M_{\text{г.ном}} = 975 \frac{P_{\text{ном}}}{\eta n_{\text{ном}}} = 975 \frac{200 \cdot 10^3}{0,986 \cdot 3000} = 66 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}.$

11. Частота свободных колебаний по (8.10)

$$\omega_c = \sqrt{\frac{C}{J}} = \sqrt{\frac{87 \cdot 10^3}{22 \cdot 10^2}} = 6,28 \text{ с}^{-1}.$$

12. Период свободных колебаний

$$T = \frac{2\pi}{\omega_c} = \frac{6,28}{6,28} = 1 \text{ с}.$$

13. Частота затухающих колебаний по (8.10)

$$\beta = \sqrt{\omega_c^2 - \alpha^2} = \sqrt{39,5 - 0,11^2} \cong 6,28 \text{ с}^{-1}.$$

14. Коэффициент амплитуды колебаний (8.10)

$$\rho_0 = \frac{1}{\beta} \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} = \frac{1}{6,28} \sqrt{0,11^2 + 6,28^2} = 1.$$

15. Сдвиг по фазе колебаний по (8.10)

$$\varepsilon_0 = \arctg \frac{\alpha}{\beta} = \arctg \frac{0,11}{6,28} \approx 1^\circ.$$

16. Формула колебаний по (8.9)

$$\Delta\theta(t) = 10e^{-0,11t} \cos(6,28t - 1)$$

и для колебаний около нового значения угла $\theta_{0\Pi} = 37^\circ$

$$\Delta\theta(t) = 37 - 10e^{-0,11t} \cos(6,28t - 1).$$

По этой формуле построен график колебаний на рис. 8.4.

Затухающие колебания свидетельствуют о сохранении динамической устойчивости генератора.

§ 8.2. Динамическая устойчивость генератора при коротком замыкании на линии

Внезапное трехфазное короткое замыкание на линии вблизи выключателя

Одним из серьезных нарушений установившегося режима синхронного генератора является короткое замыкание.

На рис. 8.6 показано место возникновения трехфазного короткого замыкания.

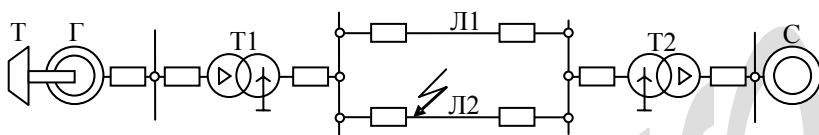


Рис. 8.6. Схема электропередачи с указанием места возникновения короткого замыкания

Для оценки динамической устойчивости генератора в этом случае необходимо обратиться к угловым характеристикам на рис. 8.7.

Нормальный режим турбогенератора соответствует точке I на угловой характеристике I, которая построена по формуле

$$P_{г1} = \frac{U_c E'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta,$$

в которой знаменатель – сумма всех сопротивлений электропередачи в соответствии со схемой замещения (рис 8.8, а)

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_r + 0,5x_{л1} + x_{т2}.$$

При трехфазном коротком замыкании схема замещения мгновенно меняется и принимает вид «б». Заметим, что с этого момента генератор не выдает мощность в сеть, т. е. для энергетического двигателя этот режим – режим «сброса» мощности. В схеме замещения, состоящей из индуктивных сопротивлений генератора и трансформатора, протекает реактивный ток короткого замыкания, который не создает тормозной момент на валу генератора.

Угловая характеристика генератора при трехфазном коротком замыкании занимает положение II на оси абсцисс.

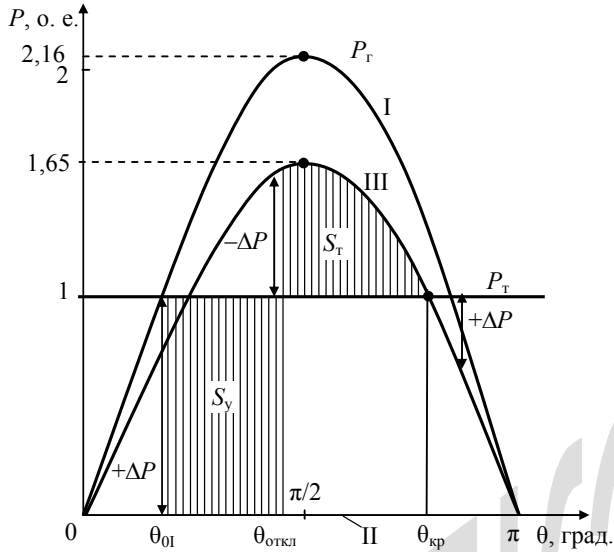


Рис. 8.7. Угловые характеристики турбогенератора:
I – в нормальном режиме при мощности 180 МВт;
II – при трехфазном коротком замыкании на одной линии;
III – при отключении этой линии
 $\theta_{0I} = 27^\circ$, $\theta_{откл} = 70^\circ$, $\theta_{кр} = 143^\circ$
(параметры приняты из примера 8.1)

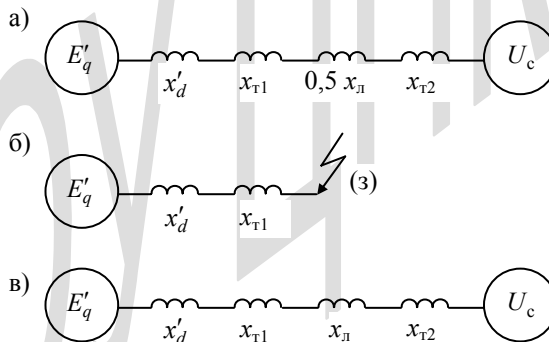


Рис. 8.8. Схемы замещения электропередачи:
а – нормального режима, б – режима трехфазного короткого замыкания; в – для послеаварийного режима с отключенной релейной защитой аварийной линии

С этого момента движение генераторного агрегата подчиняется уравнению

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_T.$$

Мощность турбины $+\Delta P_T$ (см. рис. 8.7) ускоряет ротор генератора от угла θ_0 до угла $\theta_{\text{откл}}$, при котором происходит отключение аварийной линии релейной защитой.

При отключении аварийной линии генератор передает мощность в энергосистему по оставшейся в работе линии Л1: схема замещения будет соответствовать рис. 8.8, в, а угловая характеристика на рис. 8.7 – положению III при суммарном сопротивлении электропередачи

$$x'_{d\Sigma\text{откл}} = x'_d + x_{T1} + x_L + x_{T2}.$$

Движение ротора генератора будет описываться теперь уравнением

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_T - P_{\text{гIII}} = -\Delta P. \quad (8.11)$$

На рис. 8.7 в качестве примера видно, что площадь ускорения S_y оказывается больше, чем площадь торможения S_T и поэтому условие динамической устойчивости генераторного агрегата (8.8) не соблюдается: в своем ускоренном движении генератор за счет остаточного запаса кинетической энергии проходит угол $\theta_{\text{кр}}$, на валу появляется ускоряющая избыточная мощность $+\Delta P$, и генератор выходит из синхронизма.

Внезапное несимметричное короткое замыкание на линии вблизи выключателя

Частота возникновения трехфазного короткого замыкания из общего числа коротких замыканий составляет 5 %, а несимметричные короткие замыкания имеют такую статистику: двухфазные – 10 %; двухфазные на землю – 20 %; однофазные – 65 % [44].

Для построения угловых характеристик генератора, необходимых для оценки динамической устойчивости, требуется схема замещения электропередачи, сумма сопротивлений элементов которой представляет собой знаменатель формулы угловой характеристики.

При несимметричном коротком замыкании схема замещения для расчетов составляется в виде комплексной схемы для конкретного вида короткого замыкания (рис. 8.9).

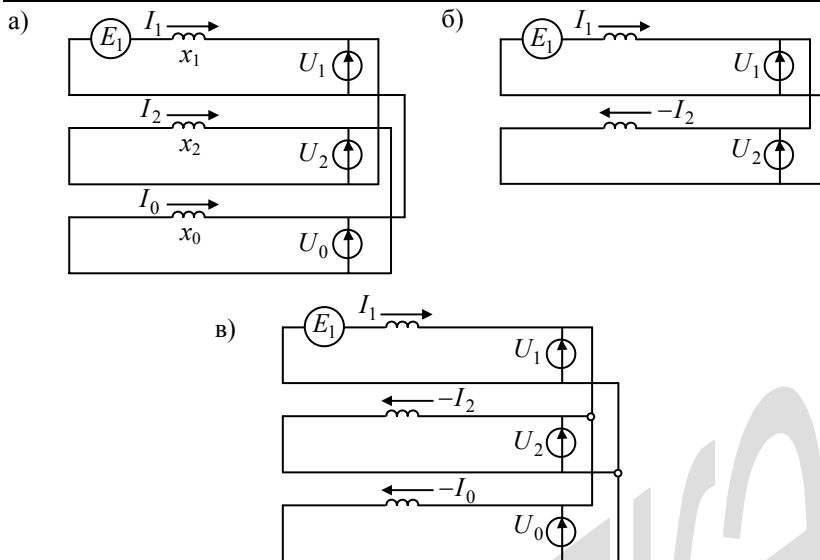


Рис. 8.9. Комплексные схемы замещения:

а – при однофазном коротком замыкании; б – при двухфазном коротком замыкании; в – при двухфазном коротком замыкании на землю

Для схемы электропередачи на рис. 8.6, например, при однофазном коротком замыкании в указанной точке на Л2, комплексная схема замещения составляется в соответствии с комплексной схемой рис. 8.9, а.

Эквивалентная схема прямой последовательности включает в себя все элементы электропередачи рис. 8.6. На рис. 8.10 эти элементы имеют второй индекс «1». Эквивалентная схема обратной последовательности содержит также все элементы с дополнительным индексом «2». Все элементы в этой схеме по величине равны элементам прямой последовательности, кроме генератора, который имеет сопротивление x_2 , отличающееся от $x_1 \equiv x'_{d1}$.

Эквивалентная схема нулевой последовательности не содержит сопротивления генератора x_0 , так как токи нулевой последовательности не «проходят» обмотки трансформатора, соединенные в «треугольник», а имеют путь прохождения через заземленные элементы. Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов зависят от конструкции сердечников трансформаторов и схемы соединения их обмоток. Сопротивления нулевой последовательности линий электропередач превышают сопротивления $x_{0л}$ в несколько раз в зависимости от конструкции линий электропередачи [30].

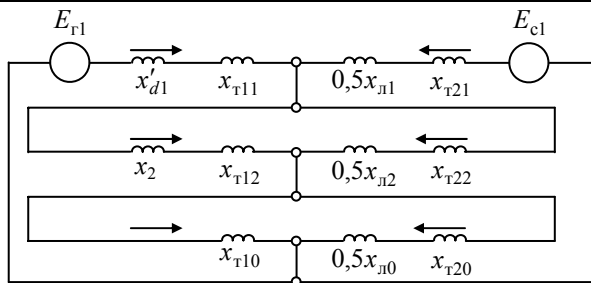


Рис. 8.10. Комплексная схема замещения при однофазном коротком замыкании в схеме электропередачи

Комплексная схема замещения рис. 8.10 преобразуется с целью упрощения и принимает вид на рис. 8.11.

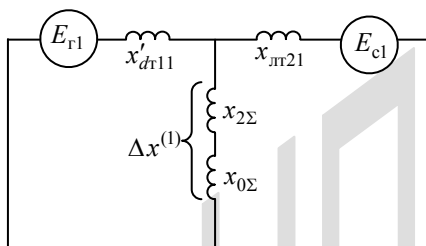


Рис. 8.11. Преобразованная схема замещения при однофазном коротком замыкании

На этой схеме

$$x'_{dr11} = x'_{d1} + x_{r11}; \quad x_{лr21} = 0,5x_{л1} + x_{т21};$$

$$x_{2\Sigma} = \frac{(x_2 + x_{т12})(0,5x_{л2} + x_{т22})}{x_2 + x_{т12} + 0,5x_{л2} + x_{т22}}; \quad x_{0\Sigma} = \frac{x_{т10}(0,5x_{л0} + x_{т20})}{x_{т10} + 0,5x_{л0} + x_{т20}}.$$

Знаменатель формулы угловой характеристики представляет собой сопротивление связи между ЭДС генератора и ЭДС энергосистемы.

Сопротивление связи в схеме замещения рис. 8.11 определяется преобразованием «звезды» схемы в «треугольник» со стороны последнего между ЭДС $E_{r1} \equiv E'_q$ и $E_{c1} \equiv U_c$, а именно:

$$x'_{d\Sigma(1)} = x'_{d\Sigma} + \frac{(x'_{d1} + x_{r11})(0,5x_{л1} + x_{т21})}{\Delta x^{(1)}}, \quad (8.12)$$

где $x'_{d\Sigma} = x'_{d1} + x_{r11} + 0,5x_{л1} + x_{т21}$; $\Delta x^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$.

В соответствии с комплексными схемами замещения (см. рис. 8.9) при двухфазном коротком замыкании в эту формулу подставляется величина

$$\Delta x^{(2)} = x_{2\Sigma},$$

а при двухфазном коротком замыкании на землю

$$\Delta x^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}.$$

Как видно из (8.12), при любом несимметричном коротком замыкании знаменатель угловой характеристики (8.1) увеличивается и, следовательно, амплитуда характеристики уменьшается.

На рис. 8.12 построены угловые характеристики для всех видов несимметричных коротких замыканий применительно к рассматриваемой схеме электропередачи рис. 8.6.

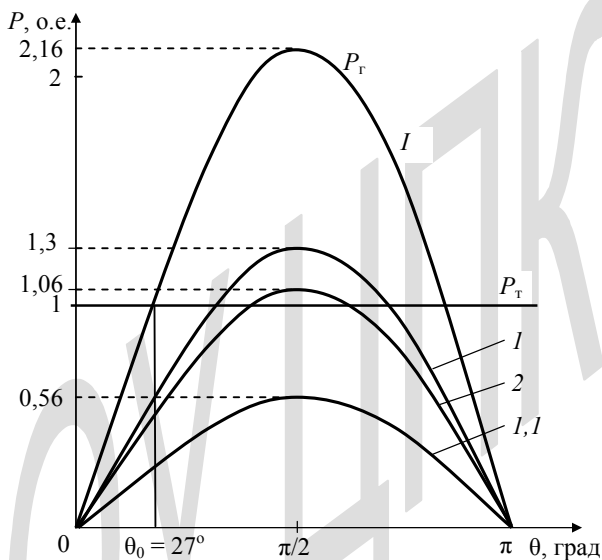


Рис. 8.12. Угловые характеристики турбогенератора:
 I – в нормальном режиме; I – при однофазном коротком замыкании; 2 – при двухфазном коротком замыкании; I, I – при двухфазном коротком замыкании на землю (параметры приняты из примера 8.1)

Видно, что при двухфазном коротком замыкании на землю амплитуда угловой характеристики имеет наименьшее значение, т. е. при этом виде несимметричного короткого замыкания будет наиболее тяжелый режим с точки зрения динамической устойчивости.

В нормальном режиме угловая характеристика генератора для электропередачи рис. 8.6 будет соответствовать положению I (рис. 8.13).

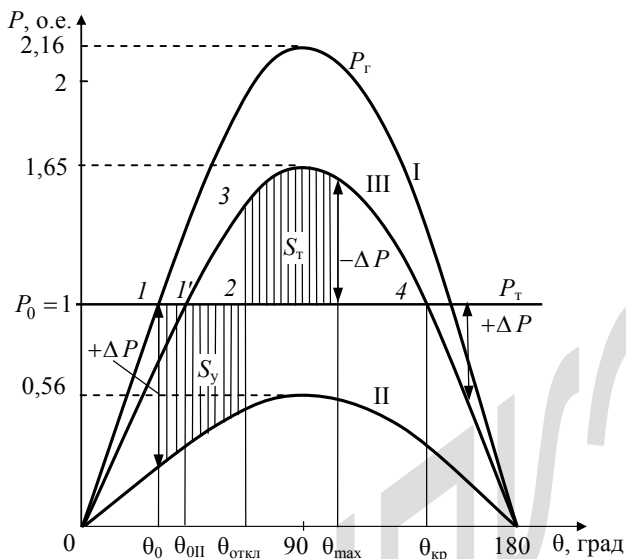


Рис. 8.13. Угловые характеристики турбогенератора в нормальном режиме (I) при мощности 180 МВт, при двухфазном коротком замыкании на землю (II) и при отключении аварийной линии (III).

$\theta_0 = 27^\circ$, $\theta_{0П} = 37^\circ$, $\theta_{откл} = 64^\circ$, $\theta_{max} = 102^\circ$, $\theta_{кр} = 143^\circ$
(параметры приняты из примера 8.1)

При двухфазном коротком замыкании на землю в указанной точке электропередачи угловая характеристика мгновенно меняет свою амплитуду и занимает положение II. Под действием избыточной мощности ($+\Delta P$) начинается ускорение ротора синхронного агрегата.

При значении угла $\theta_{откл}$ релейная защита отключает аварийную линию и угловая характеристика с этого момента занимает положение III. За счет запаса кинетической энергии, выражаемого площадью ускорения S_y , генератор продолжает движение и, если будет соблюдено условие динамической устойчивости $S_y < S_T$, генератор под действием отрицательной избыточной мощности ($-\Delta P$) будет остановлен и затем возвращен в точку 1' (см. рис. 8.13) нового установившегося ре-

жима – динамическая устойчивость обеспечивается. Если же окажется, что $S_y > S_{T(2,3,4)}$, то агрегат пройдет точку критического угла $\theta_{кр}$, на его валу возникает положительная избыточная мощность $(+\Delta P)$, которая ускорит движение ротора генератора и выход его из синхронизма. Динамическая устойчивость в этом случае не соблюдается.

Предельный угол отключения короткого замыкания $\theta_{откл}$ можно определить из равенства (8.6)

$$\int_{\theta_0}^{\theta_{откл}} (P_0 - P_{mII} \sin \theta) d\theta = \int_{\theta_{откл}}^{\theta_{кр}} (P_{mIII} \sin \theta - P_0) d\theta,$$

где P_{mII} , P_{mIII} – соответственно амплитуды угловых характеристик.

После интегрирования и преобразования этого равенства расчетная зависимость имеет вид

$$\theta_{откл} = \arccos \frac{(\theta_{кр} - \theta_0) \frac{\pi}{180} P_0 - P_{mII} \cos \theta_0 + P_{mIII} \cos \theta_{кр}}{P_{mIII} - P_{mII}}. \quad (8.13)$$

Для сохранения динамической устойчивости генераторного агрегата следует знать промежуток времени, которым можно располагать для настройки релейной защиты (с учетом времени срабатывания выключателя), чтобы отключить аварийный режим по предельному углу отключения $\theta_{откл}$.

Движение роторов агрегата подчиняется уравнению (8.3) в виде

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = P_T - \frac{UE'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta. \quad (8.14)$$

Это нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка, которое в общем виде не решается и поэтому график движения агрегата может быть определен методом численного интегрирования – методом последовательных интервалов.

В каждом малом интервале Δt_i принимается, что правая часть уравнения – постоянная величина, т. е.

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = \Delta P = \text{const}, \quad (8.15)$$

где $\Delta P = P_T - \frac{UE'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta$ – в каждом интервале времени.

Зависимость (8.15) является линейным дифференциальным уравнением второго порядка, которое решается в общем виде. Прямое \mathcal{L} -преобразование дает изображение функции

$$s^2\theta(s) - s\theta(0) - \theta'(0) = \frac{\Delta P}{J} \frac{1}{s},$$

где $\theta(0)$, $\theta'(0)$ – соответственно начальное значение угла и начальная скорость изменения угла в данном интервале времени.

Из этого равенства имеем

$$\theta(s) = \frac{1}{s}\theta(0) + \frac{1}{s^2}\theta'(0) + \frac{\Delta P}{J} \frac{1}{s^3}. \quad (8.16)$$

Обратное \mathcal{L} -преобразование дает оригинал искомой функции для первого интервала

$$\theta(t) = \theta_0 + \theta'_{01}t + \frac{\Delta P_1}{J} \frac{t^2}{2}.$$

В начале первого расчетного интервала скорость изменения угла θ'_{01} равна нулю и поэтому

$$\theta(t) = \theta_0 + \frac{\Delta P_1}{J} \frac{t^2}{2}. \quad (8.17)$$

В конце интервала значение угла равно

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{\Delta P_1}{J} \frac{\Delta t^2}{2}, \quad (8.18)$$

где ΔP_1 – избыточная мощность, определяемая по графикам угловых характеристик рис. 8.14 или по выражению

$$\Delta P_1 = P_\tau - P_{mII} \sin \theta_0.$$

Приращение угла вылета в первом интервале

$$\Delta\theta_1 = \frac{\Delta P_1}{J} \frac{\Delta t^2}{2}. \quad (8.19)$$

Изображение функции для второго интервала по (8.16)

$$\theta_2(s) = \frac{1}{s}\theta_2(0) + \frac{1}{s^2}\theta'_2(0) + \frac{\Delta P_2}{J} \frac{1}{s^3}, \quad (8.20)$$

где $\theta_2(0) \equiv \theta_{02}$ – начальное значение угла во втором интервале или конечное значение угла в конце первого интервала, т. е. $\theta_{02} = \theta_1$; $\theta'_2(0) \equiv \theta'_{02}$ – скорость изменения угла в начале второго интервала.

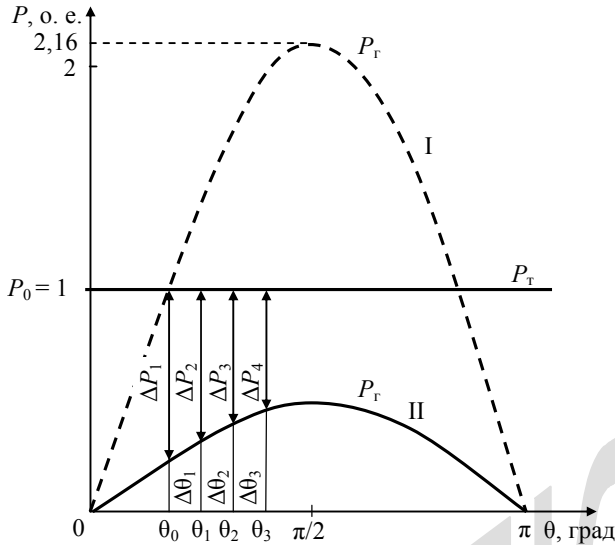


Рис. 8.14. Определение избыточной мощности ΔP для расчета движения ротора генератора при нарушении режима

Скорость изменения угла в начале второго интервала определяется по выражению (8.18)

$$\frac{d\theta}{dt} = \theta'_{02} = \frac{\Delta P_1}{J} \Delta t.$$

Однако здесь величина скорости изменения угла является неточной, так как избыточная мощность в пределах первого интервала меняется от ΔP_1 до ΔP_2 (см. рис. 8.14) и поэтому более точным будет выражение

$$\frac{d\theta}{dt} = \theta'_{02} = \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{2} \frac{\Delta t}{J}.$$

Тогда оригинал функции (8.20) для второго (и последующих интервалов) времени будет таким

$$\theta_2(t) = \theta_{02} + \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{2} \frac{\Delta t}{J} t + \frac{\Delta P_2}{J} t^2$$

и в конце интервала

$$\theta_2(\Delta t) = \theta_{02} + \frac{\Delta P_1}{2} \frac{\Delta t^2}{J} + \Delta P_2 \frac{\Delta t^2}{J}.$$

Учитывая, что $\theta_{02} = \theta_1$, тогда

$$\theta_2(\Delta t) = \theta_1 + \Delta\theta_2, \quad (8.21)$$

где $\Delta\theta_2 = \frac{\Delta P_1}{2} \frac{\Delta t^2}{J} + \Delta P_2 \frac{\Delta t^2}{J}$, но $\frac{\Delta P_1}{2} \frac{\Delta t^2}{J} = \Delta\theta_1$ (см. 8.19)

и получаем

$$\Delta\theta_2 = \Delta\theta_1 + \Delta P_2 \frac{\Delta t^2}{J}.$$

Таким образом, схема расчета приращения угла $\Delta\theta$ будет такая:

$$\left. \begin{array}{l} \text{для первого интервала } \Delta t \\ \Delta\theta_1 = \frac{k}{2} \Delta P_1, \text{ где } k = \frac{\Delta t^2}{J}; \\ \text{для второго и последующих интервалов} \\ \Delta\theta_n = \Delta\theta_{n-1} + k \Delta P_n \text{ и угол} \\ \theta_n = \theta_{n-1} + \Delta\theta_n. \end{array} \right\} \quad (8.22)$$

По результатам расчета строится график движения ротора генератора во времени.

Пример расчета 8.2. Движение ротора турбогенератора при двухфазном коротком замыкании на землю для определения предельного времени отключения короткого замыкания по условию сохранения динамической устойчивости.

Исходные данные

Параметры турбогенератора: $P_{\text{НОМ}} = 200$ МВт; $S_{\text{НОМ}} = 235$ МВ·А; $\cos \varphi = 0,85$; $n_{\text{НОМ}} = 3000$ об/мин; $U_{\text{НОМ}} = 15,75$ кВ; $x'_d = 0,275$; постоянная времени $T_{\text{эм}} = 9$ с (с учетом ротора турбины). Остальные параметры из примера расчета 8.1.

Расчет

Угловые характеристики турбогенератора построены на рис. 8.13.

1. Амплитуда характеристики при коротком замыкании $P_{\text{мII}} = 0,56$; при отключении аварийной линии $P_{\text{мIII}} = 1,65$.

2. Угол вылета ротора в нормальном режиме $\theta_0 = 27^\circ$

$$\theta_0 = \arcsin \frac{P_{\text{г}}}{P_{\text{мI}}} = \arcsin \frac{1}{2,16} = 27^\circ.$$

3. Критическое значение угла

$$\theta_{кр} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_1}{P_{mIII}} = 180 - \arcsin \frac{1}{1,65} = 143^\circ.$$

4. Предельный угол отклонения по (8.13)

$$\theta_{откл} = \arccos \frac{(143 - 27) \frac{314}{180} - 0,56 \cos 27 + 1,65 \cos 143}{1,65 - 0,56} = 79^\circ.$$

5. Принимается расчетный интервал времени $\Delta t = 0,05$ с.

6. Постоянная времени, приведенная к базисной мощности, $P_{баз} = 180$ МВт

$$T_\delta = T_{эм} \frac{P_{ном}}{P_{баз}} = 9 \frac{200}{180} = 10 \text{ с}.$$

7. Расчетный коэффициент по (8.22)

$$k = \frac{\Delta t^2}{T_\delta} = \frac{360 f \Delta t^2}{T_\delta} = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0,05^2}{10} = 4,5^\circ.$$

Коэффициент рассчитывается с учетом перевода радиан угла в градусы и времени в секунды; момент инерции выражен через постоянную времени $T_{эм}$.

8. Избыточная мощность в первом интервале времени

$$\Delta P_1 = P_T - P_{mII} \sin \theta_0 = 1 - 0,56 \sin 27 = 0,75.$$

9. Приращение угла θ в первом интервале по (8.22)

$$\Delta \theta_1 = \frac{k}{2} \Delta P_1 = \frac{4,5}{2} \cdot 0,75 = 1,7^\circ.$$

10. Угол вылета ротора в конце первого интервала

$$\theta_1 = \theta_0 + \Delta \theta_1 = 27^\circ + 1,7^\circ = 28,7^\circ$$

11. Избыточная мощность для второго интервала

$$\Delta P_2 = P_T - P_{mII} \sin \theta_1 = 1 - 0,56 \sin 28,5 = 0,73$$

или определяется непосредственно из графика (рис. 8.13).

12. Приращение угла во втором интервале по (8.22)

$$\Delta \theta_2 = \Delta \theta_1 + k \Delta P_2 = 1,7 + 4,5 \cdot 0,73 = 5^\circ.$$

13. Угол вылета ротора в конце второго интервала

$$\theta_2 = \theta_1 + \Delta \theta_2 = 28,7 + 5 = 33,7^\circ.$$

14. Избыточная мощность для третьего интервала

$$\Delta P_3 = P_T - P_{mII} \sin \theta_2 = 1 - 0,56 \sin 33,7 = 0,69.$$

15. Приращение угла θ в третьем интервале по (8.22)

$$\Delta \theta_3 = \Delta \theta_2 + k \Delta P_3 = 5^\circ + 4,5 \cdot 0,69 = 8,1^\circ \text{ и т. д. - расчет по схеме (8.22).}$$

Расчет сведен в табл. 8.1.

Расчет заканчивается при достижении предельного угла вылета ротора $\theta_{\text{откл}} = 79^\circ$.

Таблица 8.1

t	θ°	$\sin \theta$	P_{Γ}	ΔP	$k\Delta P$	$\Delta\theta^\circ$	$\theta^\circ + \Delta\theta^\circ$
0-0,05	27	0,45	0,25	0,75	1,7	1,7	28,7
0,05-0,1	28,7	0,48	0,27	0,73	3,3	5	33,7
0,1-0,15	33,7	0,55	0,31	0,69	3,1	8,1	41,8
0,15-0,2	41,8	0,67	0,37	0,63	2,8	10,9	52,7
0,2-0,25	52,7	0,79	0,44	0,56	2,5	13,4	66,1
0,25-0,3	66,1	0,91	0,51	0,49	2,2	15,6	81,7

На рис. 8.15 построен график движения ротора турбогенератора. Время отключения аварийной линии, как видно из графика, должно быть не более 0,28 с.

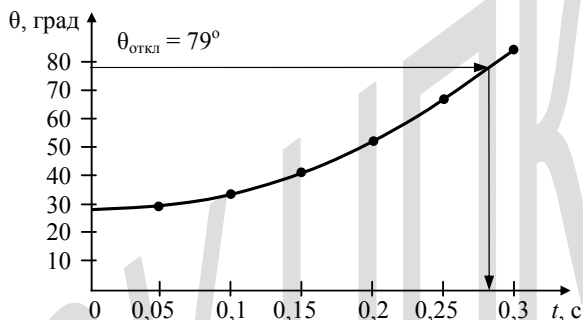


Рис. 8.15. График движения ротора турбогенератора ТВВ 200–2 при двухфазном коротком замыкании на землю на линии электропередачи

§ 8.3. Средства улучшения динамической устойчивости синхронного генератора

Рекомендации по улучшению динамической устойчивости синхронного генератора можно дать, если обратиться к критерию устойчивости

$$S_y \leq S_T.$$

Видно, что с этой целью необходимо уменьшать площадь ускорения – уменьшать запас кинетической энергии при ускорении – и увеличивать площадь торможения – обеспечивать передачу всего запаса кинетической энергии в энергосистему.

Ориентируясь на этот критерий можно предложить средства и мероприятия по улучшению динамической устойчивости синхронного генератора.

*1. Применение быстродействующих выключателей
и правильная настройка релейной защиты*

Рассмотрим случай аварийного режима – двухфазного короткого замыкания на землю в схеме электропередачи рис. 8.6 на одной из линий электропередачи вблизи выключателя.

при этом коротком замыкании расположение угловых характеристик будет подобно рис. 8.16, т. е. I – характеристика нормального режима, II – характеристика при двухфазном коротком замыкании на землю на одной из линий электропередачи, III – характеристика при отключении аварийной линии.

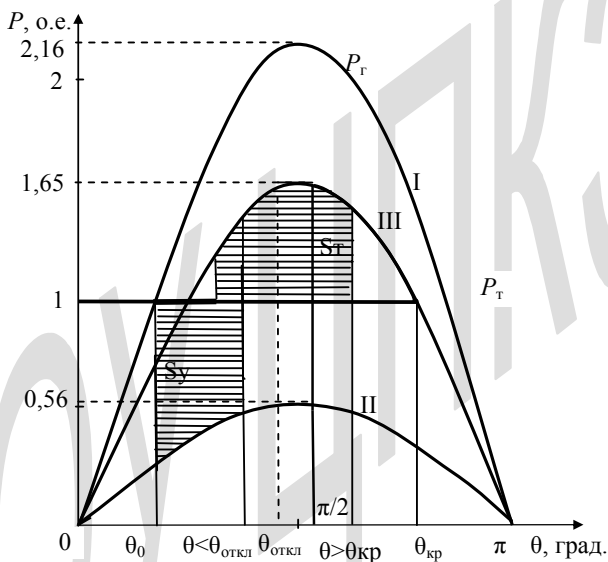


Рис. 8.16. Уменьшение площади ускорения S_y и увеличение площади торможения S_T за счет быстрого отключения аварийной линии в электропередаче с турбогенератором

$$\theta_0 = 27^\circ, \theta_{откл} = 79^\circ, \theta_{кр} = 143^\circ$$

(параметры приняты из примера 8.1)

Будем считать, что отключение аварийной линии произошло при $\theta > \theta_{откл}$, как показано на рис. 8.16, $S_y \geq S_T$ - режим динамически не

устойчив. Если же отключение произойдет раньше, например при $\theta < \theta_{\text{откл}}$ - режим будет устойчив.

2. Применение автоматического повторного включения (АПВ) линии электропередачи

Короткое замыкание на воздушных линиях электропередачи в большинстве случаев происходит из-за грозовых разрядов или замыканий на поросли, набросов и т.д. Эти короткие замыкания имеют преходящий характер, и после отключения линии по истечении промежутка времени, необходимого для деионизации воздушного промежутка в месте возникновения короткого замыкания, линия вновь может быть включена в работу. Время деионизации воздушного промежутка зависит от величины номинального напряжения линии.

По экспериментальным данным, проведенным в [28] при напряжении 110 кВ время деионизации, например, составит 0,1-0,12 с, при 220 кВ – 0,24...0,26 с.

В настоящее время АПВ различается по способу функционирования при возникновении коротких замыканий, их отключении защитой и восстановлении исходной схемы сетевых элементов:

- ОАПВ – однофазное АПВ, которое при однофазном коротком замыкании и отключении фазы защитой, вновь восстанавливает схему включением этой фазы;

- ТАПВ – трехфазное АПВ, которое при несимметричном и трехфазном коротком замыкании и отключении трех фаз защитой, вновь восстанавливает схему включением всех трех фаз;

- БАПВ – быстродействующее АПВ, применяемое на тупиковых линиях и магистральных линиях. На магистральных линиях, связывающих параллельно работающие электростанции, БАПВ применяются с целью быстрого восстановления синхронной связи между электростанциями.

В соответствии с Указаниями по устойчивости энергосистем [45] в сетях с номинальными напряжениями 110-220 кВ, 330-500 кВ, 750 кВ и 1150 кВ при возмущениях в виде короткого замыкания предусматривается, в частности:

- отключение сетевого элемента основными (или резервными) защитами при однофазном коротком замыкании с успешным ОАПВ для сетей 330 кВ и выше, а для сетей 110-220 кВ – с успешным ТАПВ;

- отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном коротком замыкании с успешным и неуспешным АПВ в сетях 110-220 кВ*;

▪ отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном коротком замыкании на землю с неуспешным АПВ в сетях 330-500 кВ*.

С точки зрения обеспечения устойчивости генераторов наиболее эффективно применение АПВ (БАПВ) на одноцепных линиях передачи, ибо при двухцепных линиях короткое замыкание на одной из линий (например, двухфазное на землю) не приводит к нарушению связи электростанции с системой, как это имеет место при одноцепной линии передачи.

Примеры применения АВП на линиях передачи для обеспечения динамической устойчивости генераторов электростанции изложены ниже.

2.1. АПВ на двухцепных линиях электропередачи

Рассматривается схема приведенная на рис. 8.6, в которой на одной из линий электропередачи возникает двухфазное короткое замыкание на землю.

Для этого аварийного режима схема замещения будет соответствовать рис. 8.11, в которой

$$\Delta x^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}.$$

Угловые характеристики нормального, аварийного и послеаварийного режима для этой схемы соответствующие рис. 8.13 воспроизведены на рис. 8.17 для иллюстрации действия АПВ.

На рис. 8.17 отмечен угол $\theta_{АПВ}$ при котором действует АВП и включением второй линии восстанавливает схему электропередачи нормального режима.

Видно, что без АПВ режим динамически не устойчивый, но если АПВ вновь включает линию при $\theta_{АПВ}$, то появляется угловая характеристика IV (соответствует характеристике I), что обуславливает появление дополнительной площади торможения $S_{т2}$.

В итоге будет выдержано неравенство

$$S_y < (S_{т1} + S_{т2}),$$

*при обеспечении автоматического запрета АПВ в случае непогасания дуги неуспешное АПВ может не рассматриваться.
и поэтому режим, оказывается динамически устойчивым.

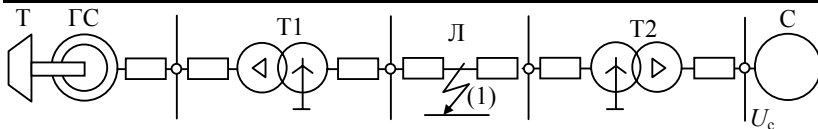


Рис. 8.18. Схема электропередачи мощности от синхронного генератора в энергосистему с указанием места возникновения однофазного короткого замыкания

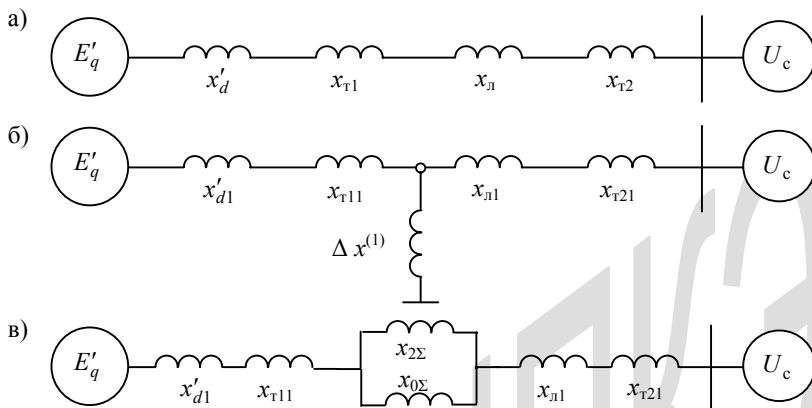


Рис. 8.19. Схемы замещения электропередачи нормального режима (а), при однофазном коротком замыкании (б), при отключении аварийной фазы (в)

При однофазном коротком замыкании комплексная схема замещения электропередачи показана на рис. 8.19,б.

В нормальном режиме, в соответствии с сопротивлениями схемы замещения рис. 8.19, а, угловая характеристика имеет амплитуду 1,92 о.е. (рис. 8.20, I). При однофазном коротком замыкании сопротивление связи между ЭДС генератора и ЭДС энергосистемы увеличивается и амплитуда угловой характеристики уменьшается до 1,11 о.е (рис. 8.20, II). Ротор генератора за счет положительной избыточной мощности начинает движение и при достижении угла $\theta_{откл}$ происходит отключение аварийной фазы; схема замещения превращается в схему рис. 8.19, в и за счет увеличенного сопротивления связи амплитуда угловой характеристики уменьшается до значения 0,32 о.е. (рис. 8.20, III). Положительная избыточная мощность, как видно из рис. 8.20 увеличивается, что вызывает ускорение движения ротора. При достижении угла $\theta_{АПВ}$ происходит включение отключенной фазы и амплитуда угловой характеристики принимает значение, соответ-

вующее нормальному режиму $P_{mIV} = 1,92$ о.е. Появляется отрицательная избыточная мощность, а вместе с ней и площадь торможения S_T , которая по величине, в данном случае, больше обеих площадей ускорения

$$S_{y1} + S_{y2} < S_T$$

- режим в данном случае динамически устойчив.

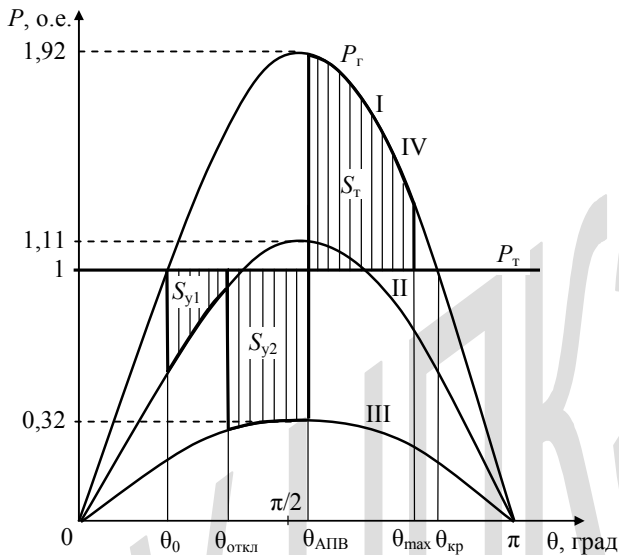


Рис. 8.20. Угловые характеристики турбогенератора в нормальном режиме (I); при однофазном коротком замыкании (II), при отключении аварийной фазы (III) и при повторном включении фазы (IV) (параметры приняты из примера 8.1)

При двухфазном коротком замыкании на землю и при трехфазном выключатели отключают все три фазы.

Схемы замещения для случая двухфазного короткого замыкания на землю показаны на рис. 8.21.

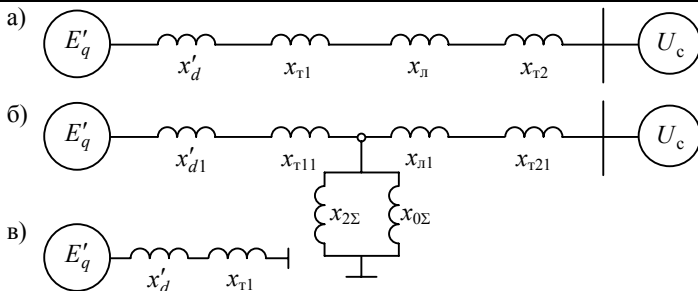


Рис. 8.21. Схемы замещения электропередачи нормального режима (а), при двухфазном коротком замыкании на землю (б), при отключении всех трех фаз (в)

В нормальном режиме амплитуда угловой характеристики, как и в предыдущем случае, равна $P_{mI} = 1,92$ о. е. (рис. 8.22); при коротком замыкании амплитуда характеристики уменьшается до $P_{mII} = 0,6$ о. е. При достижении ротором угла $\theta_{откл}$ отключаются все три фазы линии и передача мощности в энергосистему прекращается (см. рис. 8.21).

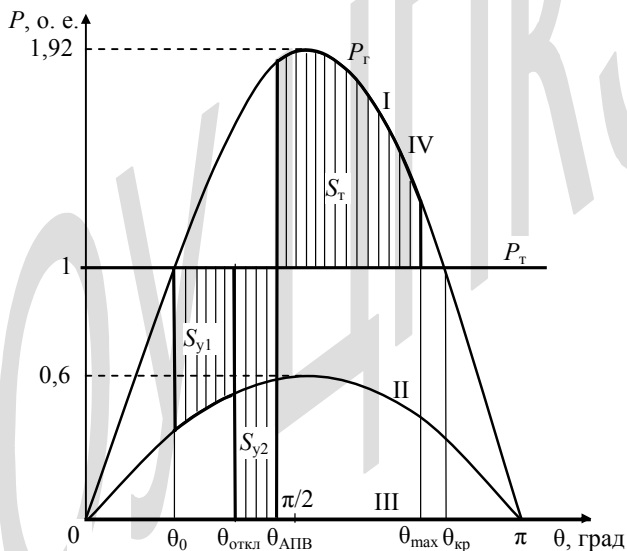


Рис. 8.22. Угловые характеристики турбогенератора:
I – в нормальном режиме;
II – при двухфазном коротком замыкании на землю;
III – при отключении линии; IV – при повторном включении линии

На валу ротора положительный избыточный момент при отключении линии соответствует мощности турбины, что вызывает значительное ускорение ротора, но по достижении угла $\theta_{АПВ}$ происходит включение (АПВ) всех трех фаз линии и угловая характеристика возвращается в исходное положение при $P_{mIV} = 1,92$ о. е. Так как имеет место

$$S_{y1} + S_{y2} < S_T,$$

то режим оказывается динамически устойчив.

3. Повышение уровня напряжения на линиях электропередачи

Повышение напряжения (применение следующей ступени напряжения) уменьшает индуктивное сопротивление линии. Эта величина зависит от напряжения в соответствии с формулой приведения сопротивления линии к напряжению системы

$$x_{л} = x_{уд} l \left(\frac{U_c}{U_{л}} \right)^2. \quad (8.23)$$

На рис. 8.23 построены угловые характеристики турбогенератора мощностью 100 МВт при напряжении на линии электропередачи 220 кВ и 330 кВ.

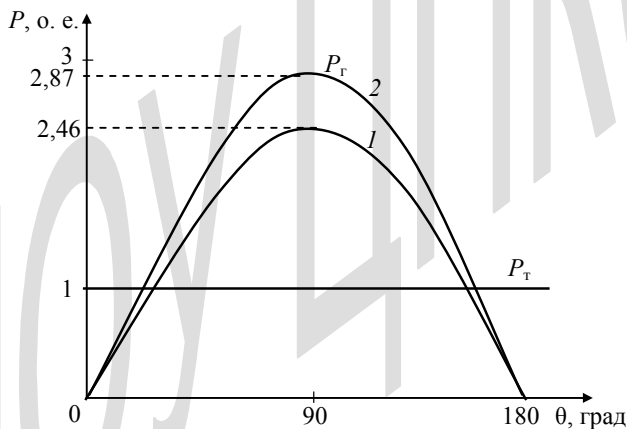


Рис. 8.23. Угловые характеристики турбогенератора при напряжении на линии электропередачи:
1 – 220 кВ; 2 – 330 кВ

Амплитуда угловой характеристики при повышенном напряжении увеличилась в 1,17 раза и, следовательно, при аварийных режимах динамическая устойчивость генераторного агрегата улучшается.

На рис. 8.24 построены угловые характеристики гидрогенератора мощностью 110 МВт при напряжении на линии электропередачи 220 кВ и 330 кВ.

Амплитуда угловой характеристики при повышенном напряжении увеличилась в 1,3 раза, что значительно улучшает динамическую устойчивость генератора.

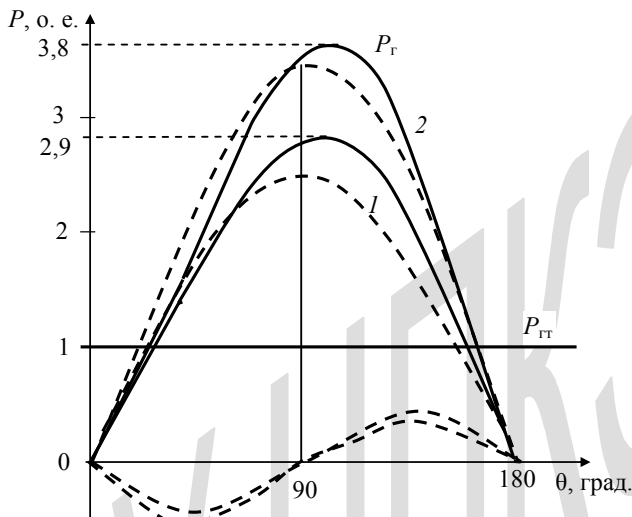


Рис. 8.24. Угловые характеристики гидрогенератора при напряжении на линии:
1 – 220 кВ; 2 – 330 кВ

4. Применение гидрогенераторов с уменьшенным значением переходного индуктивного сопротивления x'_d

Уменьшение индуктивного сопротивления x'_d приводит к увеличению амплитуды угловых характеристик нормального, аварийного и послеаварийного режимов в соответствии с зависимостью

$$P = \frac{U_c E'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta + \frac{(x'_d - x_q) U_c^2}{2x'_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} \sin 2\theta,$$

в которой знаменатели включают в себя величины

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{\Sigma}; \quad x_{q\Sigma} = x_q + x_{\Sigma}.$$

На рис. 8.25 показаны угловые характеристики гидрогенератора с обычным значением индуктивного сопротивления и с величиной уменьшенной в два раза.

Видно, что амплитуда угловой характеристики гидрогенератора (при тех же параметрах электропередачи) возрастает и смещается в сторону больших значений угла θ , что повышает динамическую устойчивость за счет увеличения площади торможения.

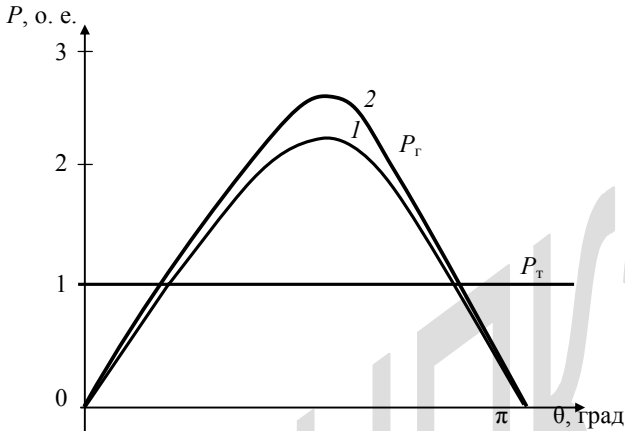


Рис. 8.25. Угловые характеристики гидрогенератора с индуктивным сопротивлением:

$$1 - x'_d = 0,4; 2 - x'_d = 0,2$$

Однако уменьшение вдвое переходного сопротивления увеличивает стоимость генератора более чем на 50 % [28].

5. Применение гидрогенераторов с увеличенным значением момента инерции

Движение ротора гидрогенератора при нарушении динамического равновесия подчиняется уравнению

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_{гт} - P_{г} = \pm \Delta P.$$

Ускорение ротора зависит от момента инерции

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{J} = \frac{4q}{GD^2} \Delta P,$$

т. е. от диаметра ротора генератора: чем больше будет диаметр, тем медленнее будет разгоняться гидрогенератор под действием избыточ-

ной мощности ΔP . На рис. 8.26 показаны два графика движения роторов гидрогенераторов с разными величинами моментов инерции с отметкой предельного угла отключения короткого замыкания по условию сохранения динамической устойчивости.

Видно, что если имеется выключатель с временем отключения короткого замыкания τ , то у первой машины будет нарушена динамическая устойчивость, так как при своем движении ее ротор превзойдет предельный угол отключения $\theta_{\text{откл.}}$. Второй же гидрогенератор, у которого $J_2 > J_1$, будет иметь «запас по времени». Однако увеличение момента инерции гидрогенератора в два раза увеличивает стоимость последнего на 20 % [28].

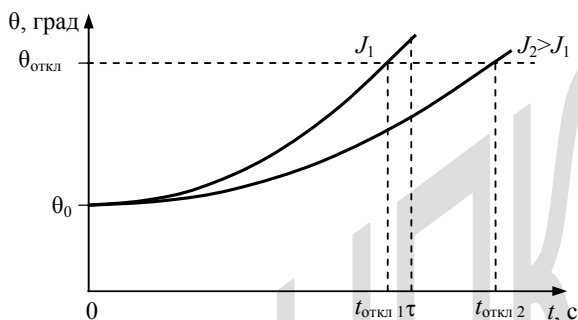


Рис. 8.26. Графики движения роторов гидрогенераторов с различными моментами инерции

6. Применение аварийного регулирования паровой турбины (ЭПП)

При внезапном изменении мощности генератора в случае короткого замыкания регулятор скорости через электрогидравлическую приставку (ЭПП) — прикрывает регулирующие клапаны и тем самым сокращает подвод пара к турбине, вследствие чего ее мощность уменьшается на заданную величину (30-50% исходной мощности).

На рис. 8.27 показан процесс воздействия ЭПП на динамическую устойчивость генератора.

Угловая характеристика генератора P_r соответствует нормальному режиму турбогенератора в точке I. При коротком замыкании эта характеристика занимает положение II и за счет избыточной мощности (равной отрезку 1–2) угол вылета ротора генератора θ начинает увеличиваться.

При отсутствии ЭГП из рис. 8.27 видно, что в случае отключения короткого замыкания при угле $\theta_{\text{откл}}$ площадь ускорения $S_{(1,2,3,4)}$ оказывается больше площади торможения $S_{(4,5,6)}$, и поэтому динамическая устойчивость не обеспечивается.

При наличии ЭГП по факту управляющего сигнала уменьшается подача пара в турбину, и характеристика последней $P_{\text{Т I}}$ резко снижается до положения $P_{\text{Т II}}$, т. е. экстренно снижается мощность на валу генератора.

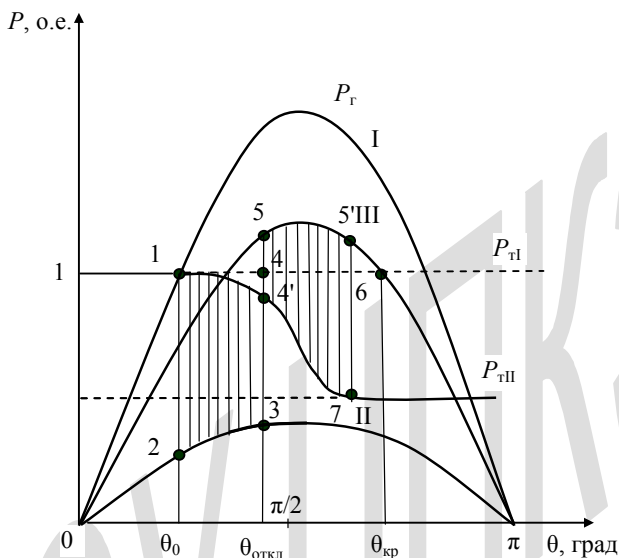


Рис. 8.27. Изменение режима турбогенератора при аварийном регулировании (действие ЭГП) в случае несимметричного короткого замыкания

В этот промежуток времени происходит отключение короткого замыкания и характеристика генератора занимает положение II.

Видно, что площадь ускорения $S_{(1,2,3,4)}$ оказывается меньше площади $S_{(4',5,5',7)}$, а площадь торможения $S_{(4,5,6)}$ увеличивается.

За счет отрицательной избыточной мощности ускоренное движение ротора прекращается и начинается его торможение.

Через электрогидравлическую приставку (ЭГП) паровая турбина экстренно разгружается до заданной величины (30–50 % $P_{\text{н}}$), что позволяет затем оперативно поднимать мощность до заданного значения, после завершения переходного процесса.

7. Применение тормозных сопротивлений в цепи статора гидрогенератора

В цепи статорных обмоток генератора со стороны нейтрали устанавливаются активные сопротивления (см. рис. 8.28), изготавливаемые из «электротехнического бетона», которые при нормальной работе генератора зашунтированы выключателями ВТС.

При коротком замыкании в цепи электропередачи эти выключатели отключаются и тормозные сопротивления (ТС) оказываются включенными в цепь статорных обмоток генератора.

На рис. 8.29 показаны угловые характеристики генератора, иллюстрирующие влияние ТС на динамическую устойчивость генератора.

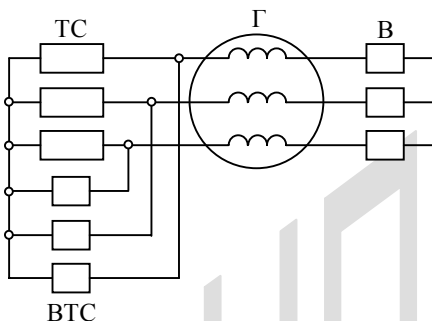


Рис. 8.28. Схема включения тормозных сопротивлений

Графики рис. 8.29, а показывают возникновение в электропередаче трехфазного короткого замыкания. Точка «1» соответствует нормальному режиму генератора. При коротком замыкании угловая характеристика I мгновенно занимает положение на оси абсцисс II и благодаря отключению выключателей ВТС появляется характеристика $P_{ТС}$.

С этого момента мощность гидрогенератора распределяется так: часть мощности $\Delta P_{ТС}$ потребляется тормозными сопротивлениями, а оставшая часть ΔP_y обуславливает ускорение ротора генератора.

Отключение аварийной линии происходит при угле ротора $\theta_{откл}$.

Видно, что площадь ускорения $S_y = S_{(1,2,3,4)}$ меньше площади торможения S_T и поэтому динамическая устойчивость обеспечивается.

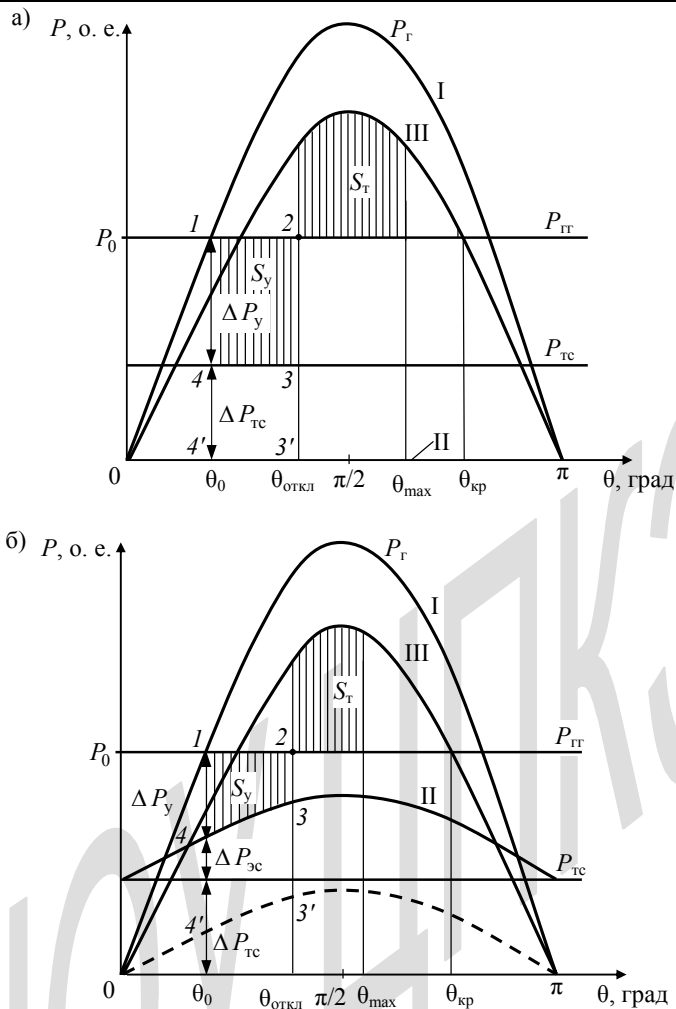


Рис. 8.29. Влияние тормозных сопротивлений на динамическую устойчивость гидрогенератора:

- а – при трехфазном коротком замыкании;
- б – при несимметричном коротком замыкании

При отсутствии ТС площадь ускорения будет равна $S_{y(1,2,3',4')}$, что значительно больше площади торможения S_T (см. рис. 8.29, а) – динамическая устойчивость будет нарушена.

На рис. 8.29, б показаны графики для случая несимметричного короткого замыкания, при котором угловая характеристика аварийного режима занимает положение II и появляется характеристика ТС.

В этом случае мощность гидрогенератора распределяется на три части: одна $\Delta P_{\text{ТС}}$, другая – $\Delta P_{\text{ЭС}}$ – передается в энергосистему, а третья $\Delta P_{\text{У}}$ – обуславливает ускорение ротора генератора.

Видно, что площадь ускорения $S_{\text{У}} = S_{(1,2,3,4)}$ (при одном и том же угле отключения аварии $\theta_{\text{откл}}$) значительно меньше площади торможения $S_{\text{Т}}$ – динамическая устойчивость обеспечивается. При отсутствии ТС угловая характеристика аварийного режима II (штриховая линия) «опирается» на ось абсцисс и площадь ускорения, в этом случае, $S_{(1,2,3',4')}$ превышает площадь торможения $S_{\text{Т}}$ и поэтому динамическая устойчивость нарушается – генератор выходит из синхронизма.