



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Кафедра «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

Методические указания к практикуму по дисциплине

Переходные электромеханические процессы в энергетических системах

Автор
Шелест В.А.



Ростов-на-Дону, 2025

Аннотация

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров заочной формы обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и профилю «Электроэнергетические системы и сети».

Автор

к.т.н., доцент кафедры «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

Шелест В.А.





Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.....	5
ПЗ №1. АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ СИСТЕМЫ.....	6
ПЗ №2. УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ.....	12
ПЗ №3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....	15
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	27

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих указаниях рассматриваются методы расчетов электромеханических переходных процессов в нормальных и аварийных режимах работы энергосистемы.

Уделено внимание важному вопросу обеспечения статической устойчивости генераторов при различных возмущающих факторах и предотвращению нарушения параллельной работе генераторов.

Выполняется анализ статической устойчивости нагрузки потребителей. Это является необходимым для обеспечения стабильной работы синхронных и асинхронных двигателей.

Подробно рассмотрены методы расчетов динамической устойчивости при различных видах коротких замыканий. Определяются требования к релейной защите по быстродействию.

Успешному выполнению заданий по практическим занятиям способствует знание основ электротехники и электроники.

Применение компьютерных технологий позволяет ускорить анализ, исследования и расчеты по практическим заданиям. Рекомендуется использовать программу Microsoft Office.

Темы практических занятий соответствуют рабочей программе изучаемой дисциплины.

Методика проведения практических занятий содержит элементы научных исследований.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.

1. Выполнению заданий предшествует изучение методов расчета токов коротких замыканий по дисциплине «Переходные электромагнитные процессы в энергосистемах».
2. Практические занятия состоят из 3 частей:
 - Анализ статической устойчивости простейшей системы.
 - Устойчивость узлов нагрузки.
 - Динамическая устойчивость энергосистем.
3. Индивидуальные задания по практическим занятиям выдаются преподавателем.
4. Рекомендуется выполнять задания печатать (формат А4). Текст и формулы набираются в редакторе Word. Рисунки и графики выполняются в графическом редакторе.
5. Необходимо использовать титульный лист установленного образца.
6. Результаты выполненных практических заданий печатаются в общем отчете.
7. При защите необходимо показать знание материала, изложенного в отчете. Без защищенных выполненных заданий студент к экзамену не допускается.

Практическое занятие № 1

АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ СИСТЕМЫ

ПРИМЕР 1.1. Для участка энергосистемы (рис. 1.1), состоящего из ГЭС с эквивалентным генератором $G1$ и ТЭС с эквивалентным генератором $G2$, определить коэффициент запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности и угол сдвига фаз между ЭДС генератора и напряжением на зажимах потребителя. Мощность $G1$ значительно меньше мощности $G2$. Активная мощность, передаваемая по ЛЭП МВт и $P_L = 350$, $\cos \varphi = 0,9$.

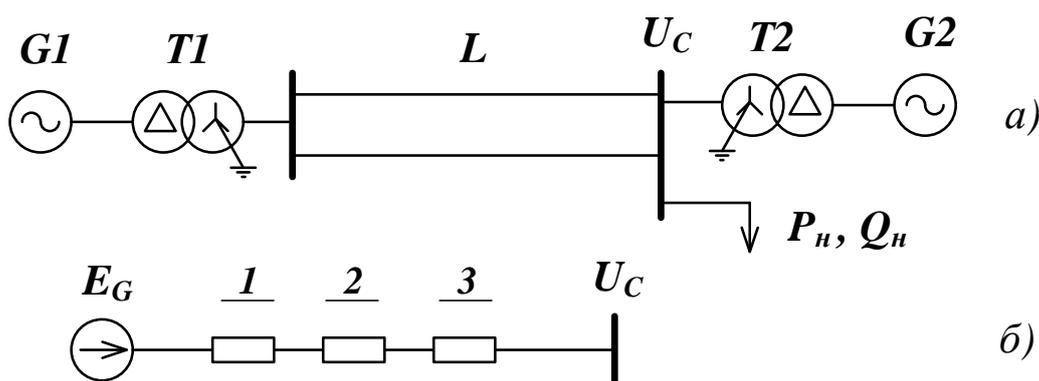


Рис. 1.1. Схема участка энергосистемы, а-силовая схема, б- схема замещения.

Параметры:

- гидрогенератора: $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$; $P_{G1} = 400 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_{G1} = 0,85$; $X_{d1} = 0,9$; $X'_{d1} = 0,25$;
- трансформатора ГЭС: $k_1 = \frac{10,5}{242}$; $S_1 = 480 \text{ МВА}$; $U_{k1} = 12,0\%$;
- ЛЭП: $l = 300 \text{ км}$; $X_0 = 0,41 \text{ Ом/км}$; $P_L = 350 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_L = 0,9$;
- турбогенератора: $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$; $P_{G2} = 1500 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_{G2} = 0,8$; $X_{d2} = 1,8$; $X'_{d2} = 0,25$;
- трансформатора ТЭС: $k_2 = \frac{10,5}{230}$; $S_2 = 1800 \text{ МВА}$; $U_{k2} = 14,0\%$;
- нагрузки: $P_n = 1200 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_n = 0,8$; $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$.

РЕШЕНИЕ. Так как мощность ТЭС значительно превышает мощность ГЭС, то можно принять, что генератор подключён к системе неограниченно большой мощности и напряжение на шинах потребителя постоянно

($U_{ном} = 220 \text{ кВ}$). При этом схема замещения имеет вид, показанный на рисунке.

Расчёт выполним в относительных базисных единицах с точным приведением коэффициента трансформации. В качестве базисной мощности примем номинальную активную мощность, передаваемую по линии $S_{\sigma} = P_L = 350 \text{ МВА}$, а в качестве базисного напряжения ступени – номинальное напряжение $U_{\sigma} = U_{ном} = 220 \text{ кВ}$.

Приведём сопротивления схемы замещения к выбранным базисным условиям: генератора

$$X_{1*\bar{\sigma}} = X_{d1} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_{G1}} \cos\varphi \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 k^2 = 0,9 \frac{350 \cdot 0,85}{400} \left(\frac{10,5}{220} \right)^2 \left(\frac{242}{10,5} \right)^2 = 0,8;$$

трансформатора

$$X_{2*\bar{\sigma}} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_n} \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 = \frac{12,0}{100} \frac{350}{480} \left(\frac{242}{220} \right)^2 = 0,11;$$

линии (двух цепей)

$$X_{3*\bar{\sigma}} = \frac{1}{2} X_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{1}{2} 0,41 \cdot 300 \frac{350}{220^2} = 0,44.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}*\bar{\sigma}} = X_{1*\bar{\sigma}} + X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,8 + 0,11 + 0,44 = 1,35.$$

Внешнее сопротивление передачи

$$X_{\text{внеш}*\bar{\sigma}} = X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,11 + 0,44 = 0,55.$$

Переходное сопротивление генератора ГЭС

$$X'_{1*\bar{\sigma}} = X_{d1} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_{G1}} \cos\varphi \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 k^2 = 0,25 \frac{350 \cdot 0,85}{400} \left(\frac{10,5}{220} \right)^2 \left(\frac{242}{10,5} \right)^2 = 0,225.$$

Суммарное переходное сопротивление электропередачи:

$$X'_{\text{экв}*\bar{\sigma}} = X'_{1*\bar{\sigma}} + X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,225 + 0,11 + 0,44 = 0,775.$$

Напряжение на шинах потребителя в относительных базисных единицах

$$U_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} = \frac{220}{220} = 1.$$

Активная мощность, передаваемая по ЛЭП в относительных базисных единицах

$$P_{*\bar{\sigma}} = \frac{P_n}{S_{\bar{\sigma}}} = \frac{350}{350} = 1;$$

реактивная мощность $Q_n = P_n \operatorname{tg}\varphi = 350 \cdot 0,485 = 169,75$ МВАр в относительных единицах (при $\cos\varphi = 0,9$ $\operatorname{tg}\varphi = 0,485$)

$$Q_{*\bar{\sigma}} = \frac{Q_n}{S_{\bar{\sigma}}} = \frac{169,75}{350} = 0,485.$$

Полная мощность, передаваемая по ЛЭП, в относительных единицах

$$\dot{S}_{*\bar{\sigma}} = P_{*\bar{\sigma}} + jQ_{*\bar{\sigma}} = 1 + j0,485.$$

Для определения коэффициента запаса статической устойчивости электропередачи по идеальному пределу мощности находим ЭДС холостого хода генератора

$$E_q = \sqrt{\left(U_{*\bar{\sigma}} + \frac{Q_{*\bar{\sigma}} X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}}{U_{*\bar{\sigma}}} \right)^2 + \left(\frac{P_{*\bar{\sigma}} X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}}{U_{*\bar{\sigma}}} \right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,485 \cdot 1,35}{1} \right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,35}{1} \right)^2} = 2,15.$$

Составляем уравнение угловой характеристики мощности гидрогенератора

$$P = \frac{E_q U_{*\bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}} \sin\delta = \frac{2,15 \cdot 1}{1,36} = 1,58 \sin\delta.$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E_q U_{*\bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}} = 1,58.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_s = \frac{P_{\max} - P_{*\delta}}{P_{*\delta}} = \frac{1,58 - 1}{1} 100\% = 58\% .$$

Угол сдвига фаз между ЭДС генератора и напряжением на зажимах потребителя

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_{*\delta}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{1}{1,58}\right) = 39^\circ .$$

ПРИМЕР 1.2. В системе, показанной на рисунке, электростанция с эквивалентным генератором G выдаёт энергию через электропередачу напряжением 220 кВ в систему, мощность которой значительно превышает мощность станции, т.е. схема «эквивалентный генератор – ЛЭП – шины неизменного напряжения». Активная мощность, выдаваемая в систему $P_n = 100$ МВт, $\cos\varphi = 0,8$.

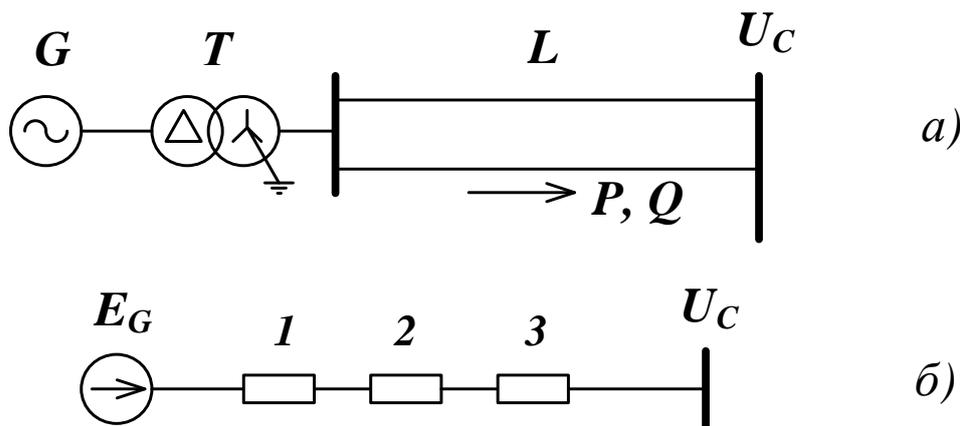


Рис. 1.2. Схема электростанции и электропередачи, а- силовая схема, б- схема замещения

Параметры электрической станции и передачи:

- генератор ТВ2–100–2: $X_d = 1,8$; $X'_d = 0,2$; $\cos\varphi = 0,8$; $P_n = 100$ МВт;
- трансформатор ТДЦ – 125000/230: $U_{k\%} = 11\%$; $S_n = 125$ МВА;
- линия электропередачи: $l = 200$ км; $X_0 = 0,4$ Ом/км.

Требуется проверить статическую устойчивость передачи и определить запас статической устойчивости в следующих случаях:

- при отключённом автоматическом регуляторе возбуждения;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения пропорционального типа;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения сильного действия.

РЕШЕНИЕ. Расчёт выполним в относительных базисных единицах с приближённым приведением коэффициента трансформации.

Первоначально составляем схему замещения.

В качестве базисной мощности примем номинальную мощность трансформатора $S_\delta = S_n = 125$ МВА, а в качестве базисного напряжения – напряжение на вторичной обмотке трансформатора $U_\delta = 230$ кВ.

Приведём сопротивления схемы замещения к выбранным базисным условиям: генератора

$$X_{1*\delta} = X_d \frac{S_\delta}{P_n} \cos\varphi = 1,8 \frac{125 \cdot 0,85}{100} = 1,9;$$

трансформатора

$$X_{2*\delta} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \frac{S_{\delta}}{S_n} = \frac{11,0}{100} \frac{125}{125} = 0,11;$$

линии (для одной цепи)

$$X_{3*\delta} = X_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 100 \frac{125}{230^2} = 0,19.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}*\delta} = X_{1*\delta} + X_{2*\delta} + \frac{X_{3*\delta}}{2} = 1,9 + 0,11 + \frac{0,19}{2} = 2,1.$$

Напряжение системы в относительных базисных единицах $U_{c*\delta} = 1$.

Активная мощность, передаваемая в систему $P_n = 100$ МВт в относительных базисных единицах

$$P_{*\delta} = \frac{P_n}{S_{\delta}} = \frac{100}{125} = 0,8;$$

реактивная мощность $Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi = 100 \cdot 0,6 = 60$ МВАр в относительных единицах

$$Q_{*\delta} = \frac{Q_n}{S_{\delta}} = \frac{60}{125} = 0,48.$$

1. Расчёт запаса статической устойчивости при отключённом АРВ генератора. Синхронная ЭДС определяется с помощью векторной диаграммы (рис. 1.3).

$$\dot{E}_q = \left(U_{c*\delta} + \frac{Q_{*\delta} X_{\text{экв}*\delta}}{U_{c*\delta}} \right) + j \left(\frac{P_{*\delta} X_{\text{экв}*\delta}}{U_{c*\delta}} \right) = 2 + j1,68 = 2,61 e^{j40^\circ}.$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E_q U_{c*\delta}}{X_{\text{экв}*\delta}} = \frac{2,61 \cdot 1}{2,1} = 0,8.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_s = \frac{P_{\max} - P_{*\delta}}{P_{*\delta}} = \frac{1,24 - 0,8}{0,8} = 0,55.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin \left(\frac{P_{*\delta}}{P_{\max}} \right) = \arcsin \left(\frac{0,8}{2,61} \right) = 18^\circ.$$

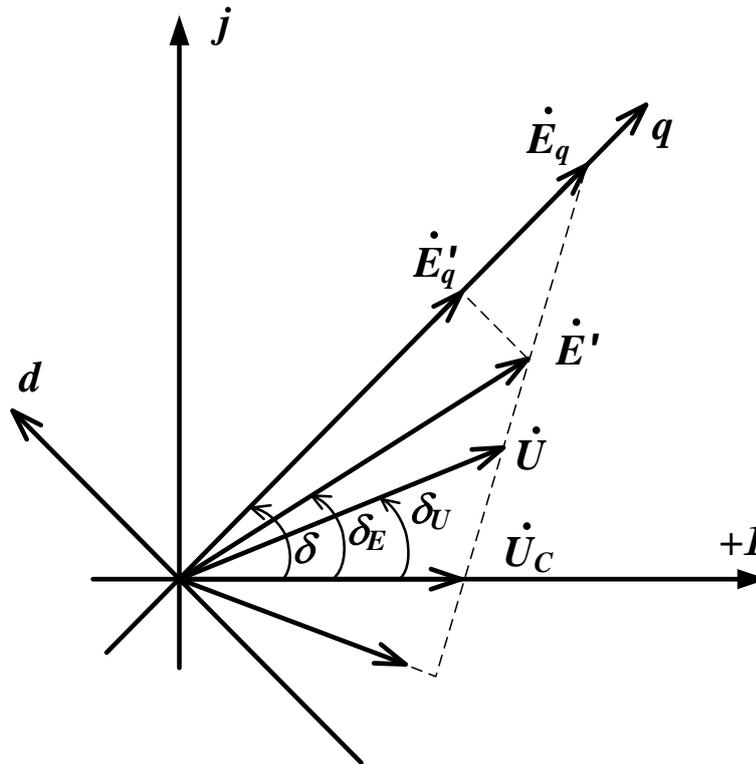


Рис. 1.3. Векторная диаграмма.

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E_q U_{c^* \bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}^* \bar{\sigma}}} = \frac{2,61 \cdot 1}{2,1} = 0,8.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_s = \frac{P_{\max} - P_{* \bar{\sigma}}}{P_{* \bar{\sigma}}} = \frac{1,24 - 0,8}{0,8} = 0,55.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_{* \bar{\sigma}}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{0,8}{2,61}\right) = 18^\circ.$$

2. При установке на генераторе АРВ пропорционального типа предел передаваемой мощности и запас статической устойчивости можно определить приближённо, исходя из постоянства ЭДС ($E'_q = \text{const}$) за переходным сопротивлением (X'_d).

Переходное сопротивление генератора в относительных базисных единицах

$$X_{1^* \bar{\sigma}} = X'_d \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_n} \cos \varphi = 0,2 \frac{125 \cdot 0,85}{100} = 0,21.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}^* \bar{\sigma}} = X_{1^* \bar{\sigma}} + X_{2^* \bar{\sigma}} + X_{3^* \bar{\sigma}} / 2 = 0,21 + 0,11 + 0,19 / 2 = 0,415.$$

Переходная ЭДС по поперечной оси

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c^* \bar{\sigma}} + \frac{Q_{* \bar{\sigma}} X_{\text{экв}^* \bar{\sigma}}}{U_{c^* \bar{\sigma}}} \right) + j \left(\frac{P_{* \bar{\sigma}} X_{\text{экв}^* \bar{\sigma}}}{U_{c^* \bar{\sigma}}} \right) = 1,2 + j0,332 = 1,24 e^{j15^\circ}.$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E'_q U_{c^* \bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}^* \bar{\sigma}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,415} = 2,99.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_z = \frac{P_{\max} - P_{*\delta}}{P_{*\delta}} = \frac{2,99 - 0,8}{0,8} = 2,73.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_{*\delta}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{0,8}{2,97}\right) = 16^\circ.$$

3. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия в зависимости от их настройки обеспечивают постоянство напряжения либо на выводах генераторов, либо в начале линии. Определим предел устойчивости, принимая $U_G = const$.

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}*\delta} = X_{2*\delta} + \frac{X_{3*\delta}}{2} = 0,11 + \frac{0,19}{2} = 0,2.$$

Напряжение на выводах генератора в относительных базисных единицах

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c*\delta} + \frac{Q_{*\delta} X_{\text{экв}*\delta}}{U_{c*\delta}} \right) + j \left(\frac{P_{*\delta} X_{\text{экв}*\delta}}{U_{c*\delta}} \right) = 1,1 + j0,16 = 1,1e^{j8,5^\circ}.$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{U_G U_{c*\delta}}{X_{\text{экв}*\delta}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,2} = 5,5.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_z = \frac{P_{\max} - P_{*\delta}}{P_{*\delta}} = \frac{5,5 - 0,8}{0,8} = 5,9.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_{*\delta}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{0,8}{5,9}\right) = 7,5^\circ.$$

Сопоставляя результаты расчётов, можно установить, что АРВ пропорционального типа по сравнению со случаем отсутствия регулирования увеличивает запас статической устойчивости на 216 %, а в АРВ сильного действия – на 545%; угол передачи уменьшается соответственно на 2° и $10,5^\circ$ соответственно.

Практическое занятие № 2

УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ

ПРИМЕР 2.1. Участок энергосистемы состоит из двух электростанций ЭС1 и ЭС2 (рис. 2.1). На генераторах обеих электростанций отключены АРВ. Проверить статическую устойчивость нагрузки по критерию $dE/dU > 0$.

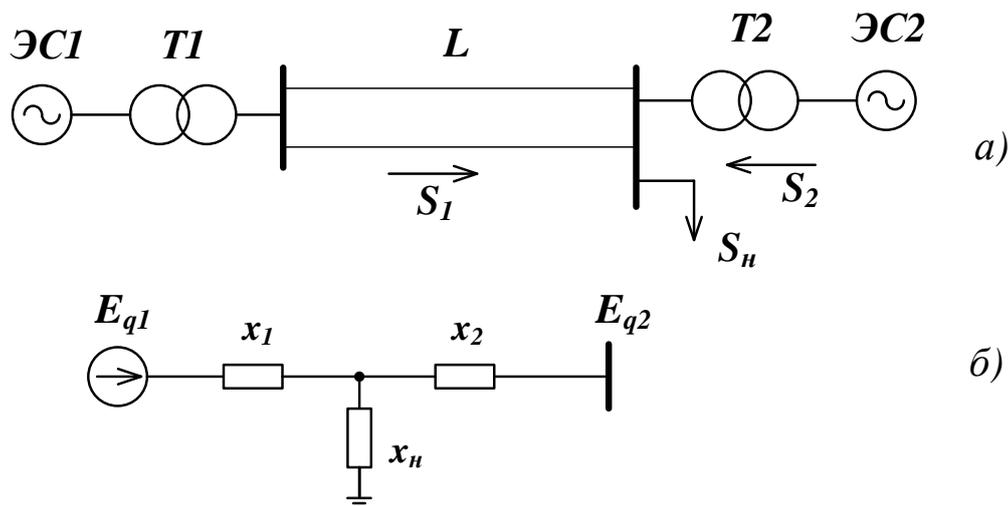


Рис. 2.1. Схема участка энергосистемы с двумя электростанциями, а – силовая схема, б – схема замещения.

Параметры режима в относительных базисных единицах: $\dot{S}_1 = 1 + j0,6$, $\dot{S}_2 = 1,2 + j0,7$, $\dot{S}_н = 2,2 + j1,3$, модуль напряжения на шинах приёмной системы $U_{н0} = 1$.

Параметры схемы замещения в относительных базисных единицах: $X_1 = 0,9$; $X_2 = 0,7$.

Статические характеристики нагрузки по напряжению в относительных номинальных единицах рассчитать по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{*н} &= 0,83 - 0,3U_{*н} + 0,47U_{*н}^2; \\ Q_{*н} &= 3,7 - 7,0U_{*н} + 4,3U_{*н}^2. \end{aligned} \right\}$$

РЕШЕНИЕ. Анализ статической устойчивости нагрузки электрической системы в некотором исследуемом режиме по критерию $dE/dU > 0$ сводится к определению критического напряжения на шинах нагрузки $U_{н.кр}$ и сравнению его с уровнем напряжения на шинах нагрузки в этом режиме $U_{н0}$. Сравнение заключается в вычислении коэффициента запаса статической устойчивости K_U нагрузки рассматриваемого узла:

$$K_U = \frac{U_{н0} - U_{н.кр}}{U_{н0}}.$$

Поскольку напряжение на шинах приёмной системы задано, то зная значения \dot{S}_1 и \dot{S}_2 , определяем ЭДС обеих станций:

$$\dot{E}_1 = \dot{U}_{н0} + \frac{Q_1 X_1}{\dot{U}_{н0}} + j \frac{P_1 X_1}{\dot{U}_{н0}} = 1 + \frac{0,6 \cdot 0,9}{1} + j \frac{1 \cdot 0,9}{1} = 1,79e^{j30^\circ};$$

$$\dot{E}_2 = \dot{U}_{n0} + \frac{Q_2 X_2}{\dot{U}_{n0}} + j \frac{P_2 X_2}{\dot{U}_{n0}} = 1 + \frac{0,7 \cdot 0,7}{1} + j \frac{1,2 \cdot 0,7}{1} = 1,71 e^{j29,5^\circ}.$$

Приведём схему замещения к расчётному виду и вычислим эквивалентное сопротивление

$$X_\Sigma = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,9 \cdot 0,7}{0,9 + 0,7} = 0,39$$

и эквивалентную ЭДС

$$\begin{aligned} \dot{E}_\Sigma &= \frac{\dot{E}_1 X_2 + \dot{E}_2 X_1}{X_1 + X_2} = \frac{(1,54 + j0,9)0,7 + (1,49 + j0,84)0,9}{0,9 + 0,7} \\ &= 1,5 + j0,87 = 1,73 e^{j30,2^\circ} \end{aligned}$$

Задаваясь рядом значений напряжения на шинах нагрузки $U_{*н}$ (0,6; 0,65; 0,7;1,05) с помощью выражений для статических характеристик нагрузки по напряжению, получим соответствующие значения $P_{*н}$ и $Q_{*н}$.

Пересчёт относительных номинальных значений активной и реактивной мощностей в относительные базисные единицы производится по формулам:

$$P_{*б} = P_{*н} \frac{P_{н.ном}}{S_{б}}$$

$$Q_{*б} = Q_{*н} \frac{Q_{н.ном}}{S_{б}}.$$

Результаты расчёта приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения.

$U_{*н}$	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05
$P_{*б}$	1,8	1,83	1,87	1,91	1,96	2,01	2,06	2,13	2,2	2,27
$Q_{*б}$	1,36	1,24	1,18	1,12	1,11	1,11	1,15	1,19	1,3	1,4

Задаваясь значениями напряжений на шинах нагрузки с помощью выражения

$$E = \sqrt{\left(U_{*н} + \frac{Q_{*б} X_\Sigma}{U_{*н}} \right)^2 + \left(\frac{P_{*б} X_\Sigma}{U_{*н}} \right)^2}$$

находим зависимость $E(U_{*н})$, в таблице 2.2 и показанную на рисунке 2.2.

Таблица 2.2. Зависимость ЭДС от напряжения на нагрузке

$U_{*н}$	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05
E	1,92	1,8	1,74	1,69	1,67	1,68	1,69	1,7	1,75	1,8

Таким образом, величина $U_{н.кр} \cong 0,83$, тогда

$$K_{U\%} = \frac{U_{n0} - U_{н.кр}}{U_{n0}} 100\% = \frac{1 - 0,83}{1} 100\% = 17\%.$$

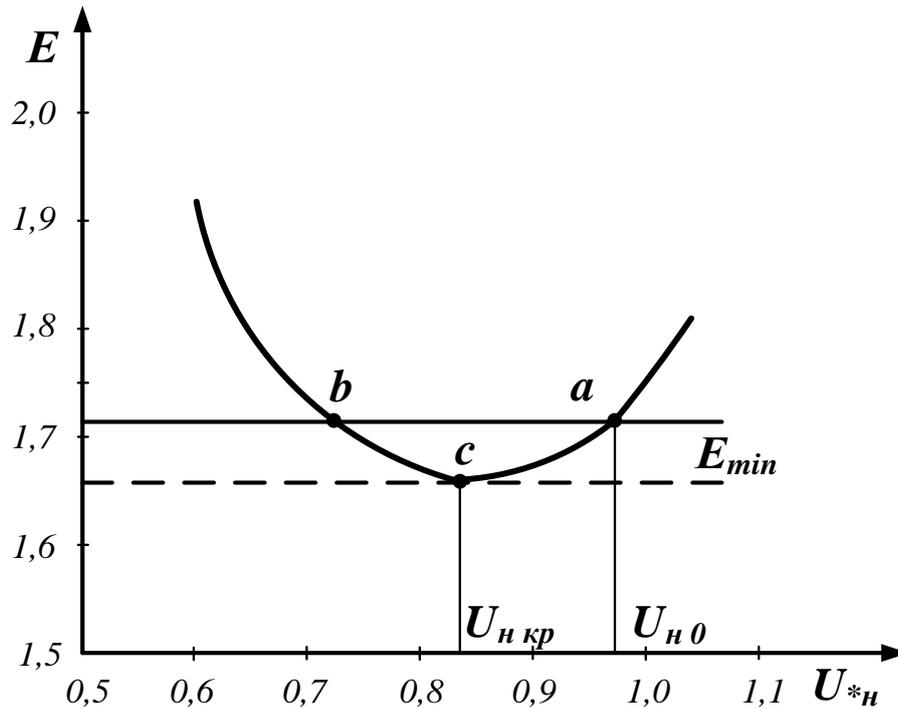


Рис. 2.2. Зависимость ЭДС от напряжения на нагрузке.

Величина коэффициента запаса статической устойчивости нагрузки в нормальных режимах должна быть более 15%, чтобы исключить остановки двигателей при допустимых эксплуатационных снижениях напряжения (до 10%). Следовательно, в рассмотренном случае статическая устойчивость нагрузки обеспечивается.

Практическое занятие № 3

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ПРИМЕР 3.1. В электропередаче, показанной на рисунке, в точке К произошло двухфазное КЗ на землю. В момент времени t_1 оно переходит в трёхфазное, а затем в момент времени t_2 повреждённая линия отключается.

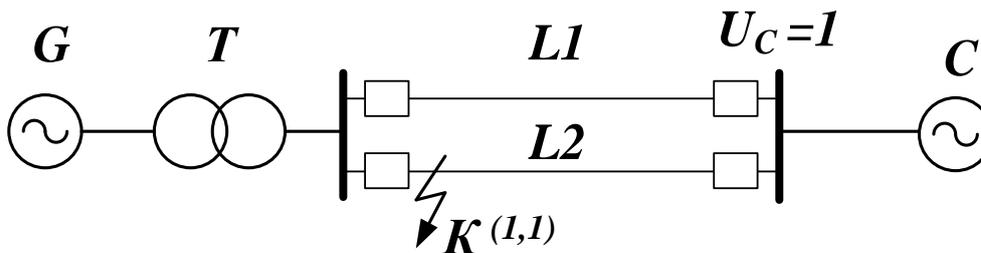


Рис. 3.1. Участок энергосистемы с линией электропередачи.

Параметры электропередачи (в относительных базисных единицах) и исходного режима:

$S_{\bar{o}} = 125$ МВА; $U_{\bar{o}} = 230$ кВ; $X_{1*\bar{o}} = 1,9$; $X_{2*\bar{o}} = 0,11$; $X_{3*\bar{o}} = 0,095$; (для двух цепей); $P_{*\bar{o}} = 0,8$; $Q_{*\bar{o}} = 0,48$.

Сопротивление двухцепной линии для токов нулевой последовательности в относительных базисных единицах

$$X_{4*\bar{o}} = 3X_{3*\bar{o}} = 3 \cdot 0,095 = 0,285.$$

Суммарный маховый момент генератора и турбины $GD^2 = 60$, а постоянная времени турбогенератора T_j , приведенная к базисной мощности

$$T_j = \frac{2,74GD^2n^2}{S} 10^{-6} = \frac{2,74 \cdot 60 \cdot 3000^2}{S} 10^{-6} = 11,8 \text{ с.}$$

Требуется проверить динамическую устойчивость системы без учёта трансформатора Т2, если моменту времени t_1 соответствует угол 50° , t_2 – угол 70° .

РЕШЕНИЕ. Составим схему замещения для нормального режима и определим ЭДС генератора за переходным сопротивлением.

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}*\bar{o}} = X_{1*\bar{o}} + X_{2*\bar{o}} + X_{3*\bar{o}} = 0,21 + 0,11 + 0,095 = 0,415.$$

Векторное значение переходной ЭДС за переходным сопротивлением

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c*\bar{o}} + \frac{Q_{*\bar{o}} X_{\text{экв}*\bar{o}}}{U_{c*\bar{o}}} \right) + j \left(\frac{P_{*\bar{o}} X_{\text{экв}*\bar{o}}}{U_{c*\bar{o}}} \right) = 1,2 + j0,332 = 1,24e^{j15^\circ}$$

Амплитуда передаваемой мощности в нормальном режиме

$$P_{\max 1} = \frac{E'_q U_{c*\bar{o}}}{X_{\text{экв}*\bar{o}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,415} = 2,99$$

Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рис. 3.2).

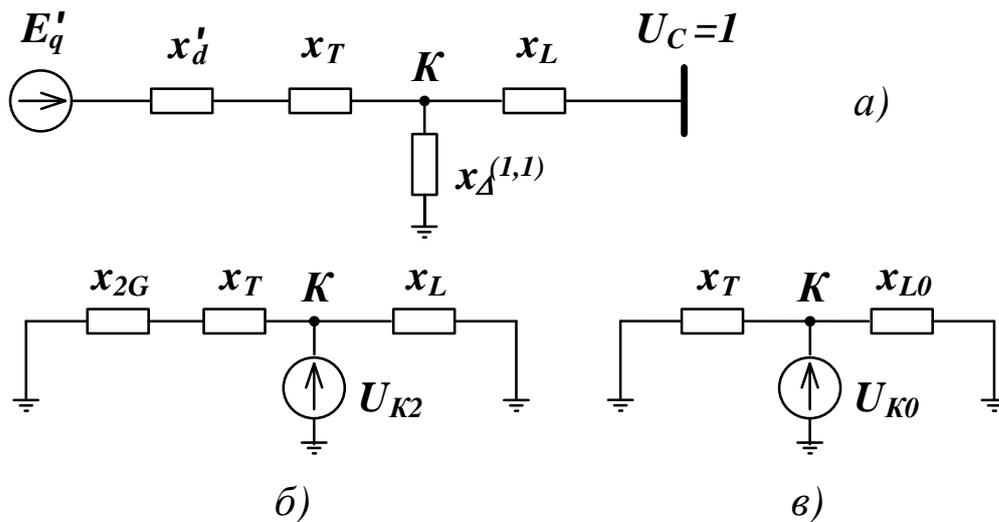


Рис. 3.2. Схемы замещения, а-прямой последовательности, б- обратной последовательности, в – нулевой последовательности.

Суммарное сопротивление обратной последовательности

$$X_{2\Sigma} = (X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}}) // X_{3*\bar{b}} = \frac{(X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}})X_{3*\bar{b}}}{X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}} + X_{3*\bar{b}}} = \frac{(0,21 + 0,11)0,095}{0,21 + 0,11 + 0,095} = 0,031.$$

$$X_{0\Sigma} = X_{2*\bar{b}} // X_{4*\bar{b}} = \frac{X_{2*\bar{b}}X_{4*\bar{b}}}{X_{2*\bar{b}} + X_{4*\bar{b}}} = \frac{0,11 \cdot 0,285}{0,11 + 0,285} = 0,08.$$

При двухфазном КЗ на землю

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = X_{2\Sigma} // X_{0\Sigma} = \frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,031 \cdot 0,08}{0,031 + 0,08} = 0,022.$$

Взаимное сопротивление схемы в аварийном режиме (преобразование звезды в треугольник)

$$X_{\bar{a}\bar{b}} = (X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}}) + X_{3*\bar{b}} + \frac{(X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}})X_{3*\bar{b}}}{X_{\Delta}^{(1,1)}} = 1,8.$$

Амплитуда передаваемой мощности в аварийном режиме

$$P_{\max 2} = \frac{E'_q U_{c*\bar{b}}}{X_{\bar{a}\bar{b}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{1,8} = 0,69.$$

Послеаварийный режим характеризуется отключением одной цепи линии электропередачи, при этом сопротивлении линии увеличивается в два раза и суммарное сопротивление электропередачи составит

$$X_{\bar{a}\bar{b}*\bar{b}} = X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}} + 2X_{3*\bar{b}} = 0,21 + 0,11 + 2 \cdot 0,095 = 0,5.$$

Амплитуда передаваемой мощности в послеаварийном режиме

$$P_{\max 3} = \frac{E'_q U_{c*\bar{b}}}{X_{\bar{a}\bar{b}*\bar{b}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,51} = 2,43.$$

Характеристики мощности приведены на рисунке.

Построим площади ускорения и торможения. При двухфазном КЗ на землю мощность, отдаваемая генератору, уменьшается до величины, соответствующей точке 2 на характеристике III. Под действием избыточного момента $\Delta M_0 \cong \Delta P_0$ ротор генератора ускоряется.

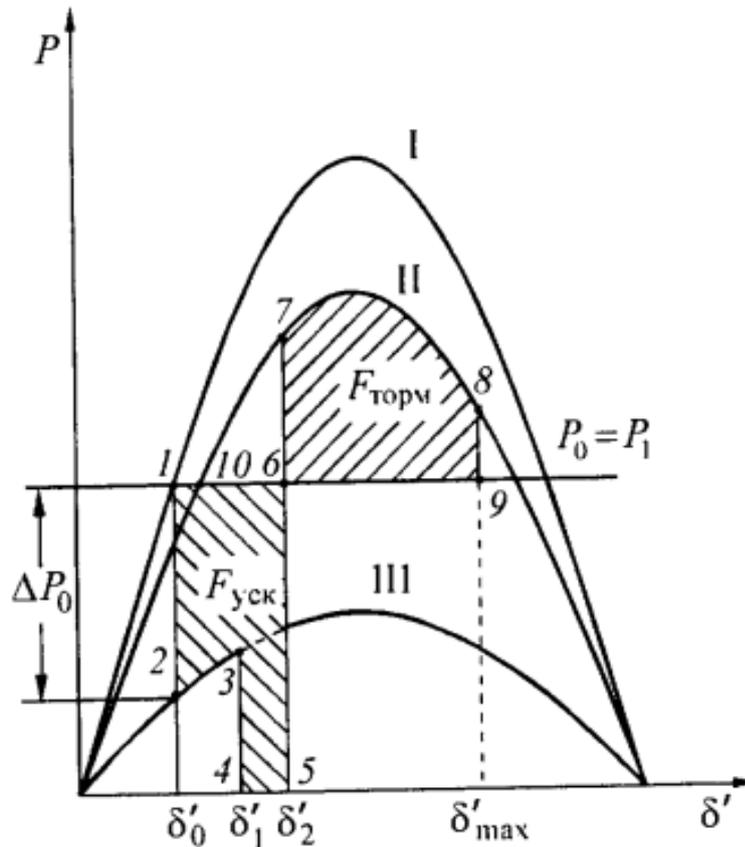


Рис. 3.3. Характеристики мощности, I – нормальный режим, II – послеаварийный режим, II – аварийный режим.

В момент времени t_1 (соответствует углу δ'_1) при возникновении трёхфазного короткого замыкания мощность, отдаваемая генератором, падает до нуля. Под действием полного избыточного момента, равного моменту турбины, ротор продолжает ускоряться.

В момент времени t_2 (соответствует углу δ'_2) после отключения повреждённой линии мощность, отдаваемая генератором, повышается до значения, определяемого точкой 7 на характеристике послеаварийного режима II. Здесь электрическая мощность, отдаваемая генератором, больше мощности, развиваемой турбиной, генератор тормозится, но угол δ' продолжает увеличиваться благодаря кинетической энергии, запасённой ротором генератора до точки 8 (угол δ'_{max}), где энергия, накопленная при ускорении ротора, полностью израсходуется при его торможении. Этому соответствует равенство площадей ускорения и торможения ($F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$). Затем угол δ' начнёт уменьшаться. После нескольких качаний ротора установится новый режим, определяемый точкой 10 на характеристике послеаварийного режима II.

Отношение возможной площади торможения 6-7-8-9-6 к площади ускорения 1-2-3-4-5-6-1 даёт коэффициент запаса динамической устойчивости.

ПРИМЕР 3.2. В электропередаче, показанной на рисунке 3.4., в точке К произошло двухфазное КЗ на землю. Параметры электропередачи (в относительных базисных единицах) и исходного режима: $S_{\sigma} = 500$ МВА; $U_{\sigma} = 230$ кВ; $X_{1*\sigma} = 0,9$; $X'_{1*\sigma} = 0,15$; $X_{2*\sigma} = 0,1$; $X_{2G*\sigma} = 0,18$ (сопротивление обратной последовательности генератора), $X_{3*\sigma} = 0,5$; (для двух цепей); $X_{4*\sigma} = 0,1$; $P_{1*\sigma} = 1,0$; $Q_{*\sigma} = 0,5$.

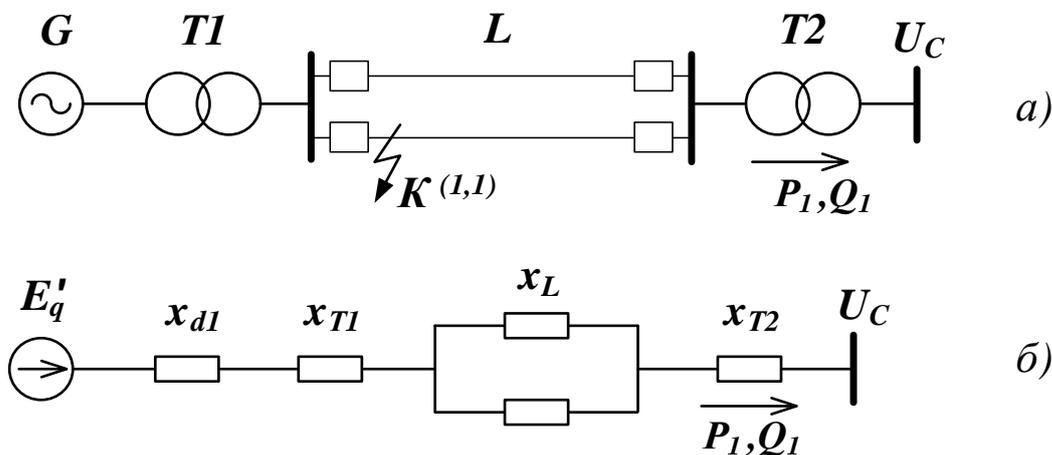


Рис. 3.4. Участок системы с линией электропередачи, а – силовая схема, б – схема замещения.

Проверить динамическую устойчивость системы при двухфазном КЗ на землю в точке К путём решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в системе, методом последовательных интервалов. При выполнении расчётов положить, что $E'_{q1} = E'_{q10} = const$ и $U_c = const$. Время отключения короткого замыкания принять $t_{откл} = 0,25$ с, шаг интегрирования $\Delta t = 0,05$ с.

При проверке динамической устойчивости электрических систем необходимо решить следующие задачи:

- составить систему дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в системе;
- определить начальные условия;
- задать возмущающие и управляющие воздействия;
- выполнить численно интегрирование системы уравнений, описывающих переходные процессы в системе;
- сделать заключение об устойчивости системы.

РЕШЕНИЕ.

Математическое описание переходных процессов

Упрощённые расчёты переходных электромеханических процессов выполняют, принимая неизменным результирующее потокосцепление обмотки возбуждения в продольной оси во время всего переходного процесса, т.е. предполагая постоянной ЭДС $E'_{q1} = E'_{q10} = const$. Такое допущение основано на законе электромагнитной инерции, согласно которому в синхронной машине результирующее потокосцепление $\Psi_{рез}$, связанное с обмоткой возбуждения, остаётся в момент возмущения ($t = 0$) неизменным, и далее медленно изменяется, переходя к установившемуся значению $\Psi_{рез}$ при $t = \infty$.

Величина E'_q , пропорциональная результирующему потокоцеплению с обмоткой возбуждения, оставаясь неизменной в момент коммутации (например, при КЗ в сети), изменяется далее относительно медленно. АРВ после снятия аварийного возмущения, обычно сопровождающегося понижением напряжения на шинах генератора, увеличивает вынужденную составляющую тока возбуждения, стремясь поддержать напряжение генератора неизменным. Это приводит к стабилизации E'_q на ещё большем интервале времени, что даёт основание при предварительном анализе больших возмущений и расчётах динамической устойчивости считать $E'_q = E'_{q0} = const$.

При таком допущении схема замещения, принимает вид, изображённый на рисунке, а переходные процессы в электрической системе будут описываться только дифференциальным уравнением относительного движением ротора эквивалентного генератора удалённой станции

$$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P, \quad (*)$$

где P_T – мощность турбины;

$$P = P_{1m} \sin \delta - P_{2m} \sin 2\delta;$$

$$P_{1m} = \frac{E'_q U_c y_{12}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}};$$

$$P_{2m} = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 y_{12}^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}}.$$

Определение начальных условий

Запись начальных условий осуществляется по составленному математическому описанию переходных процессов. В рассматриваемом случае будут следующие начальные условия:

$$\delta_{(0)} = \delta_0;$$

$$\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(0)} = \omega_{(0)} - \omega_0 = 0;$$

$$E'_{q(0)} = E'_{q0} = const;$$

$$P_T = P_0 = const.$$

Параметры δ_0 , E'_{q0} , P_0 определяются путём расчёта установившегося доаварийного режима (схема б).

Результирующее сопротивление передачи:

$$X_{\Sigma} = X_{d1} + X_{T1} + 0,5 X_L + X_{T2} =$$

$$= 0,9 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 = 1,35;$$

$$X'_{\Sigma} = X'_{d1} + X_{T1} + 0,5 X_L + X_{T2} =$$

$$= 0,15 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 = 0,6;$$

$$y'_{11} = y'_{12} = \frac{1}{X_{\Sigma}} = \frac{1}{1,35} = 0,74.$$

ЭДС удалённой станции:

$$\dot{E}'_q = U_{c0} + \frac{Q_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 1,35}{1} + j \frac{1 \cdot 1,35}{1} =$$

$$= 1,675 + j1,35 = 2,15 e^{j39^\circ};$$

$$\begin{aligned} \dot{E}'_q &= U_{c0} + \frac{Q_1 X'_\Sigma}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X'_\Sigma}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 0,6}{1} + j \frac{1 \cdot 0,6}{1} = \\ &= 1,3 + j0,6 = 1,43 e^{j25^\circ}; \\ E'_{q0} &= E_0 \cos(39^\circ - 25^\circ) = 1,43 \cdot 0,97 = 1,39. \end{aligned}$$

Передаваемая мощность в нормальном режиме

$$\begin{aligned} P'_{1m} &= \frac{E'_q U_c y'_{12}}{1 - (X_d - X'_d) y'_{11}} = \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,74}{1 - (0,9 - 0,15) 0,74} = 2,3; \\ P'_{2m} &= \frac{0,5 (X_d - X'_d) U_c^2 (y'_{12})^2}{1 - (X_d - X'_d) y'_{11}} = \frac{0,5 (0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,74^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,74} = 0,46; \\ P'(\delta) &= P'_{1m} \sin(\delta) - P'_{2m} \sin(2\delta) = 2,3 \sin(\delta) - 0,46 \sin(2\delta). \end{aligned}$$

Задание возмущающих и управляющих воздействий

В качестве возмущающего воздействия в примере принимается двухфазное короткое замыкание на землю в точке К. Места, приложения коротких замыканий должны выбираться таким образом, чтобы это были наиболее тяжёлые случаи по условиям динамической устойчивости для данного вида КЗ. В качестве возможных мест КЗ в электрических системах необходимо рассматривать, прежде всего, отходящие присоединения наиболее крупных и удалённых электрических станций.

После задания возмущающего воздействия (аварийного режима) необходимо выбрать последовательность управляющих воздействий – противоаварийное управление, которое переводит аварийный режим в нормальный послеаварийный. Целью расчётов динамической устойчивости как раз и является проверка эффективности применяемого противоаварийного управления для той или иной ситуации в электрической системе. При планировании противоаварийного управления необходимо ориентироваться, прежде всего, на самые простые управляющие воздействия, такие, как например, отключение повреждённых элементов системы и применение различных видов АПВ. И лишь в тех случаях, когда устойчивость электрической системы не удаётся обеспечить с помощью простых управляющих воздействий, в противоаварийное управление необходимо включать более сложные управляющие воздействия, как например, отключение генерирующей и нагрузочной мощностей без выдержки времени, АЧР и ЧАПВ, деление электрической системы на несинхронно работающие части и др.

В данном задании в качестве возмущающего воздействия принимается двухфазное КЗ на землю на одной из цепей линии вблизи шин передающей станции. Необходимо проверить динамическую устойчивость электрической системы, если в качестве противоаварийного управления используется, лишь отключение повреждённой линии.

Рассматриваемые возмущающее и управляющее воздействия, естественно, изменяют состояние сети. В принятом математическом описании переходных процессов (9.26), состояние сети учитывается собственными и взаимными проводимостями y_{11} , y_{12} .

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при двухфазном КЗ на землю в точке К приведены на рисунке 3.5.

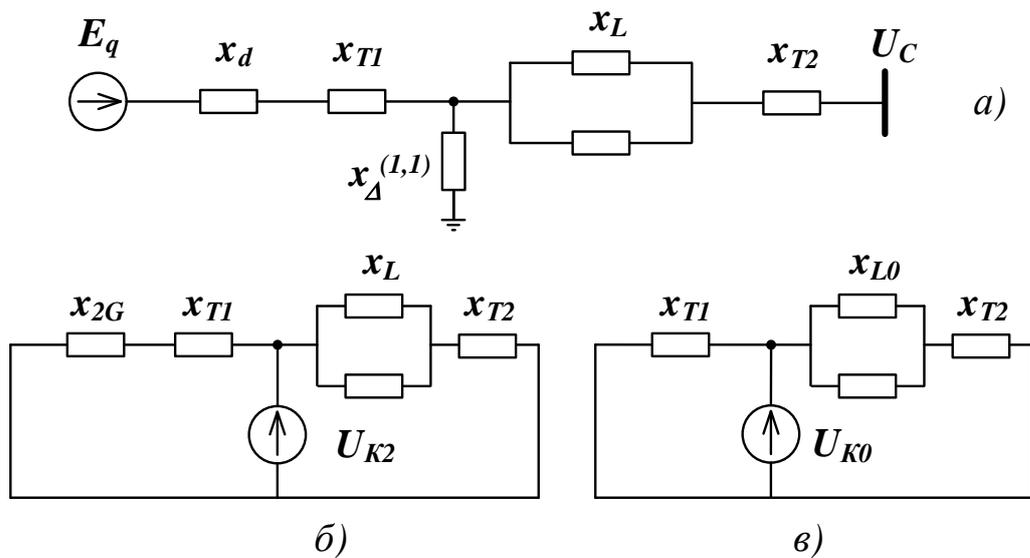


Рис. 3.5. Схемы замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей.

Эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей:

$$X_{2\Sigma} = \frac{(X_{2G} + X_{T1})(0,5X_L + X_{T2})}{X_{2G} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2}} =$$

$$= \frac{(0,18 + 0,1)(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,18 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1} = 0,156;$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{T1}(4,7X_L + X_{T2})}{X_{T1} + 4,7X_L + X_{T2}} =$$

$$= \frac{0,1(4,7 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,1 + 4,7 \cdot 0,5 + 0,1} = 0,096;$$

дополнительное сопротивление при двухфазном КЗ на землю

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,156 \cdot 0,096}{0,156 + 0,096} = 0,059.$$

Сопротивления и проводимости схем замещения в аварийном режиме со стороны удалённой станции

$$X_{11}'' = X_{d1} + X_{T1} + \frac{(0,5X_L + X_{T2})X_{\Delta}^{(1,1)}}{0,5X_L + X_{T2} + X_{\Delta}^{(1,1)}} =$$

$$= 0,9 + 0,1 + \frac{(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)0,059}{0,5 \cdot 0,5 + 0,1 + 0,059} = 1,0;$$

$$X_{12}'' = X_{d1} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2} + \frac{(X_{d1} + X_{T1})(0,5X_L + X_{T2})}{X_{\Delta}^{(1,1)}} =$$

$$= 0,9 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 + \frac{(0,9 + 0,1)(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,059} = 7,3;$$

$$y_{11}'' = \frac{1}{X_{11}''} = \frac{1}{1,05} = 0,95;$$

$$y_{12}'' = \frac{1}{X_{12}''} = \frac{1}{7,3} = 0,14.$$

Передаваемая мощность в аварийном режиме

$$P_{1m}'' = \frac{E'_q U_c y_{12}''}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}''} = \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,14}{1 - (0,9 - 0,15) 0,95} = 0,67;$$

$$P_{2m}'' = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}'')^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}''} = \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,14^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,95} = 0,025;$$

$$P''(\delta) = P_{1m}'' \sin(\delta) - P_{2m}'' \sin(2\delta) = 0,67 \sin(\delta) - 0,025 \sin(2\delta).$$

Схема замещения электрической системы в послеаварийном режиме приведена на рисунке 3.6.

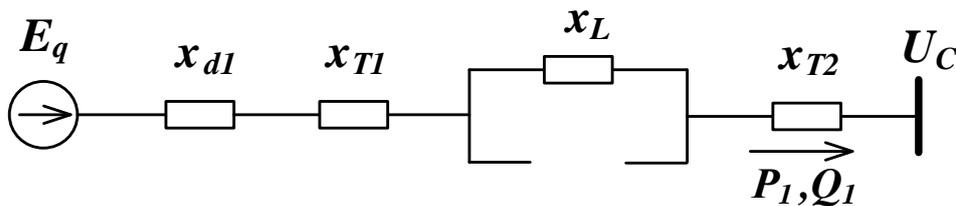


Рис. 3.6. Схема замещения электрической системы в послеаварийном режиме

Для этого состояния сети сопротивление и проводимости со стороны удалённой станции

$$X_{11}''' = X_{d1} + X_{T1} + X_L + X_{T2} = 0,9 + 0,1 + 0,5 + 0,1 = 1,6;$$

$$y_{11}''' = y_{12}''' = \frac{1}{X_{11}'''} = \frac{1}{1,6} = 0,625.$$

Передаваемая мощность в послеаварийном режиме

$$P_{1m}''' = \frac{E'_q U_c y_{12}'''}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}'''} = \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,625}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 1,64;$$

$$P_{2m}''' = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}''')^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}'''} = \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,625^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 0,28;$$

$$P'''(\delta) = P_{1m}''' \sin(\delta) - P_{2m}''' \sin(2\delta) = 1,64 \sin(\delta) - 0,28 \sin(2\delta).$$

Построим характеристики мощности (табл. 3.1), изменяя δ от 0° до 180° с шагом 20° ., показанные на рисунке 3.7.

Таблица 3.1. Характеристики мощности.

δ	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
$P^I(\delta)$	0	0,49	1,03	1,61	2,1	2,42	2,41	1,93	1,1	0
$P^{II}(\delta)$	0	0,21	0,41	0,56	0,64	0,66	0,6	0,45	0,25	0
$P^{III}(\delta)$	0	0,38	0,78	1,18	1,5	1,7	1,67	1,32	0,74	0

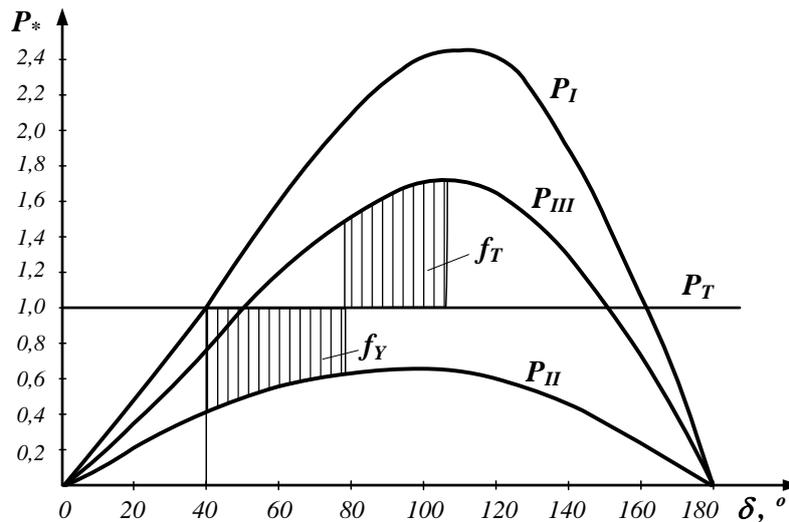


Рис. 3.7. Характеристики мощности.

Интегрирование уравнений, описывающих переходные процессы

Интегрирование уравнения относительного движения ротора эквивалентного генератора удалённой станции (9.26) производится методом последовательных интервалов, обеспечивающим погрешность расчёта менее 10%.

Для этого предварительно вычисляется постоянная величина

$$k = \frac{\omega_0 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \cdot 0,05^2}{8} = 5,6 \text{ эл. град.},$$

а затем последовательно определяются угловые перемещения ротора за каждый расчётный интервал времени $\Delta t = 0,05$ с.

При этом до отключения КЗ электрическая мощность генератора P вычисляется по характеристике аварийного режима $P^{II}(\delta)$, а после отключения КЗ – по характеристике послеаварийного режима $P^{III}(\delta)$.

Интегрирование выполним для следующих начальных условий: $P_T = 1$, $\delta_{(0)} = 39^\circ$, $t_{(0)} = 0$.

На первом интервале времени $t_{(1)}$ небаланс мощности на валу генератора $\Delta P_{(0)}$, приращение угла за расчётный интервал времени $\Delta \delta_{(1)}$ и новое значение угла к концу интервала времени $\delta_{(1)}$ определяется по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(0)} &= P_T - P^{II}(\delta_{(0)}); \\ \Delta \delta_{(1)} &= k \frac{\Delta P_{(0)}}{2}; \\ \delta_{(1)} &= \delta_{(0)} + \Delta \delta_{(1)}. \end{aligned} \right\}$$

И так, для первого интервала:

$$n = 1, \quad t_{(1)} = t_{(0)} + \Delta t = 0,05 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(0)} = P_T - P^{II}(\delta_{(0)}) = 1 - 0,4 = 0,6;$$

$$\Delta \delta_{(1)} = k \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = 5,6 \frac{0,6}{2} = 1,7^\circ;$$

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta \delta_{(1)} = 39^\circ + 1,7^\circ = 40,7^\circ.$$

Начиная со второго интервала времени $t_{(2)}$, для очередного n -го интервала расчёт выполняется по следующим выражениям:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(n-1)} &= P_T - P^{II}(\delta_{(n-1)}); \\ \Delta \delta_{(n)} &= \Delta \delta_{(n-1)} + k \Delta P_{(n-1)}; \\ \delta_{(n)} &= \delta_{(n-1)} + \Delta \delta_{(n)}. \end{aligned} \right\}$$

Исключение составляет лишь интервал m , первый после отключения КЗ. Для этого интервала времени расчёт выполняется с помощью следующих выражений

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(m-1)}^{II} &= P_T - P^{II}(\delta_{(m-1)}); \\ \Delta P_{(m-1)}^{III} &= P_T - P^{III}(\delta_{(m-1)}); \\ \Delta \delta_{(m)} &= \Delta \delta_{(m-1)} + 0,5k(\Delta P_{(m-1)}^{II} + \Delta P_{(m-1)}^{III}); \\ \delta_{(m)} &= \delta_{(m-1)} + \Delta \delta_{(m)}, \end{aligned} \right\}$$

где $P^{II}(\delta)$, $P^{III}(\delta)$ – характеристики мощности удалённой станции при КЗ и после отключения его.

Расчёт относительного перемещения ротора:

$$n = 2, \quad t_{(2)} = t_{(1)} + \Delta t = 0,05 + 0,05 = 0,1 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(1)} = P_T - P^{II}(\delta_{(1)}) = 1 - 0,42 = 0,58;$$

$$\Delta \delta_{(2)} = \Delta \delta_{(1)} + k \Delta P_{(1)} = 1,7 + 5,6 \cdot 0,58 = 5^\circ;$$

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta \delta_{(2)} = 40,7^\circ + 5^\circ = 45,7^\circ.$$

$$n = 3, \quad t_{(3)} = t_{(2)} + \Delta t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(2)} = P_T - P^{II}(\delta_{(2)}) = 1 - 0,47 = 0,53;$$

$$\Delta \delta_{(3)} = \Delta \delta_{(2)} + k \Delta P_{(2)} = 5 + 5,6 \cdot 0,53 = 8^\circ;$$

$$\delta_{(3)} = \delta_{(2)} + \Delta \delta_{(3)} = 45,7^\circ + 8^\circ = 53,7^\circ.$$

$$n = 4, \quad t_{(4)} = t_{(3)} + \Delta t = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(3)} = P_T - P^{II}(\delta_{(3)}) = 1 - 0,52 = 0,48;$$

$$\Delta \delta_{(4)} = \Delta \delta_{(3)} + k \Delta P_{(3)} = 8 + 5,6 \cdot 0,48 = 10,7^\circ;$$

$$\delta_{(4)} = \delta_{(3)} + \Delta\delta_{(4)} = 53,7^\circ + 10,7^\circ = 64,4^\circ .$$

$$n = 5, \quad t_{(5)} = t_{(4)} + \Delta t = 0,2 + 0,05 = 0,25 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(4)} = P_T - P^{II}(\delta_{(4)}) = 1 - 0,58 = 0,42 ;$$

$$\Delta\delta_{(5)} = \Delta\delta_{(4)} + k\Delta P_{(4)} = 10,7 + 5,6 \cdot 0,42 = 13,1^\circ ;$$

$$\delta_{(5)} = \delta_{(4)} + \Delta\delta_{(5)} = 64,4^\circ + 13,1^\circ = 77,5^\circ .$$

При $t_{(5)} = 0,25$ с происходит отключение КЗ, поэтому

$$n = 6, \quad t_{(6)} = t_{(5)} + \Delta t = 0,25 + 0,05 = 0,3 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(5)}^{II} = P_T - P^{II}(\delta_{(5)}) = 1 - 0,64 = 0,36 ;$$

$$\Delta P_{(5)}^{III} = P_T - P^{III}(\delta_{(5)}) = 1 - 1,5 = -0,5 ;$$

$$\Delta\delta_{(6)} = \Delta\delta_{(5)} + 0,5k(\Delta P_{(5)}^{II} + \Delta P_{(5)}^{III}) =$$

$$= 13,1 + 0,5 \cdot 5,6(0,36 - 0,5) = 12,7^\circ ;$$

$$\delta_{(6)} = \delta_{(5)} + \Delta\delta_{(6)} = 77,5^\circ + 12,7^\circ = 90,2^\circ .$$

После отключения КЗ расчёт продолжается по характеристике $P^{III}(\delta)$:

$$n = 7, \quad t_{(7)} = t_{(6)} + \Delta t = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(6)} = P_T - P^{III}(\delta_{(6)}) = 1 - 1,64 = -0,64 ;$$

$$\Delta\delta_{(7)} = \Delta\delta_{(6)} + k\Delta P_{(6)} = 12,7 - 5,6 \cdot 0,64 = 9,1^\circ ;$$

$$\delta_{(7)} = \delta_{(6)} + \Delta\delta_{(7)} = 90,2^\circ + 9,1^\circ = 99,3^\circ .$$

$$n = 8, \quad t_{(8)} = t_{(7)} + \Delta t = 0,35 + 0,05 = 0,4 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(7)} = P_T - P^{III}(\delta_{(7)}) = 1 - 1,7 = -0,7 ;$$

$$\Delta\delta_{(8)} = \Delta\delta_{(7)} + k\Delta P_{(7)} = 9,1 - 5,6 \cdot 0,7 = 5,2^\circ ;$$

$$\delta_{(8)} = \delta_{(7)} + \Delta\delta_{(8)} = 99,3^\circ + 5,2^\circ = 104,5^\circ .$$

$$n = 9, \quad t_{(9)} = t_{(8)} + \Delta t = 0,4 + 0,05 = 0,45 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(8)} = P_T - P^{III}(\delta_{(8)}) = 1 - 1,72 = -0,72 ;$$

$$\Delta\delta_{(9)} = \Delta\delta_{(8)} + k\Delta P_{(8)} = 9,1 - 5,6 \cdot 0,72 = 1,7^\circ ;$$

$$\delta_{(9)} = \delta_{(8)} + \Delta\delta_{(9)} = 104,5^\circ + 1,7^\circ = 106,2^\circ .$$

$$n = 10, \quad t_{(10)} = t_{(9)} + \Delta t = 0,45 + 0,05 = 0,5 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(9)} = P_T - P^{III}(\delta_{(9)}) = 1 - 1,73 = -0,73 ;$$

$$\Delta\delta_{(10)} = \Delta\delta_{(9)} + k\Delta P_{(9)} = 1,7 - 5,6 \cdot 0,73 = -2,4^\circ ;$$

$$\delta_{(10)} = \delta_{(9)} + \Delta\delta_{(10)} = 106,2^\circ - 2,4^\circ = 103,8^\circ .$$

$$n = 11, \quad t_{(11)} = t_{(10)} + \Delta t = 0,5 + 0,05 = 0,55 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(10)} = P_T - P^{III}(\delta_{(10)}) = 1 - 1,72 = -0,72 ;$$

$$\Delta\delta_{(11)} = \Delta\delta_{(10)} + k\Delta P_{(10)} = -2,4 - 5,6 \cdot 0,72 = -6,4^\circ ;$$

$$\delta_{(11)} = \delta_{(10)} + \Delta\delta_{(11)} = 103,8^\circ - 6,4^\circ = 97,4^\circ .$$

$$n = 12, \quad t_{(12)} = t_{(11)} + \Delta t = 0,55 + 0,05 = 0,6 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(11)} = P_T - P^{III}(\delta_{(11)}) = 1 - 1,68 = -0,68 ;$$

$$\Delta\delta_{(12)} = \Delta\delta_{(11)} + k\Delta P_{(11)} = -6,4 - 5,6 \cdot 0,68 = -10,2^\circ;$$

$$\delta_{(12)} = \delta_{(11)} + \Delta\delta_{(12)} = 97,4^\circ - 10,2^\circ = 87,2^\circ.$$

Траектория относительного движения ротора эквивалентного генератора при двухфазном КЗ на землю показана на рисунке (ри. 3.8). Таким образом, после начального возрастания с течением времени угол начинает убывать, следовательно, электрическая система устойчива. О запасе динамической устойчивости электрической системы можно судить по величине возможной площадки торможения, которая в данном случае находится правее $\delta_{откл}$ между характеристикой мощности послеаварийного режима и характеристикой мощности турбины P_T .

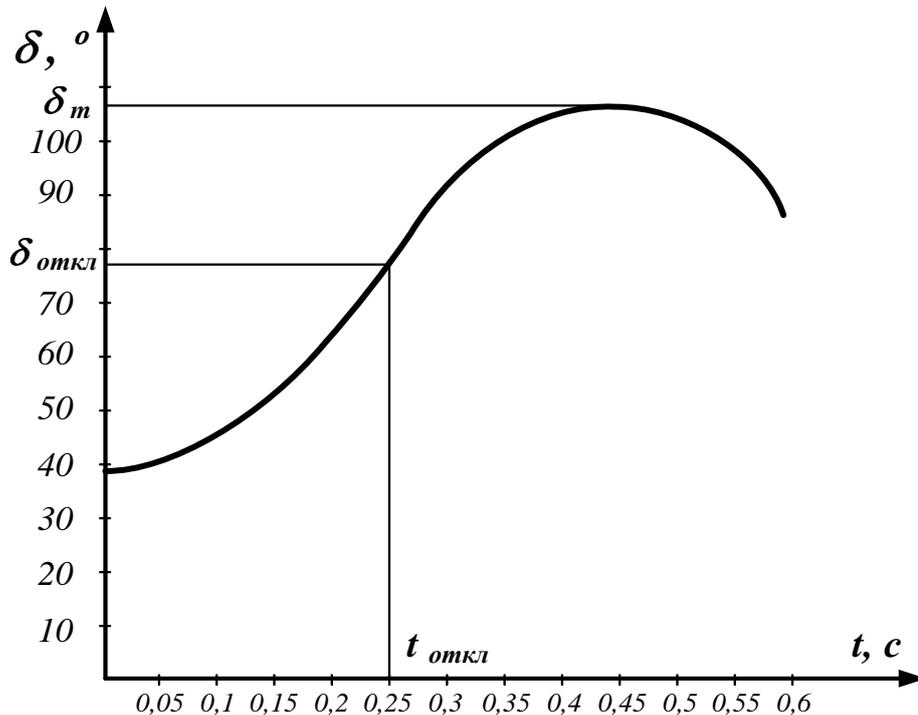


Рис. 3.8. Траектория относительного движения ротора эквивалентного генератора

Однофазные КЗ являются наиболее частыми в электрических системах и составляют до 70% от общего числа КЗ. Большинство однофазных КЗ возникают вследствие атмосферных перенапряжений. Атмосферные перенапряжения вызывают перекрытие гирлянды изоляторов. Возникшая при этом дуга устойчиво горит при рабочем напряжении. Для того чтобы дуга погасла, необходимо снять рабочее напряжение с линии или только с повреждённой фазы линии. Через некоторое время (время деионизации разрядного промежутка) на линию может быть вновь подано рабочее напряжение и, если не произошло повреждение изоляторов, будут восстановлены нормальные условия работы. Включение отключившихся линий в электрических системах осуществляется от специальных устройств автоматического повторного включения (АПВ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1985. - 536 с.
2. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 283 с.
3. Устойчивость нагрузки в электрических системах / Ю.И. Гуревич, Л.Е. Лебова, Э.А. Хачатрян. М.: Энергоиздат 1981. – 208 с.
4. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др.: под ред. В.Н. Винославского. К.: Высш. шк. Головное изд-во, 1989. – 422 с.
5. Петрухин А.Н., Чесноков И.П. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебное пособие. – Киров: Изд-во ВГТУ.- 1999. – 38 с.
6. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: электрон. учеб. пособие / А. Э. Бобров, А. М. Дьяков, В. Б. Зорин и др. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009.
7. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. Л.: Энергия 1981. 576 с.