

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

Методические указания

по организации лабораторных работ обучающихся
по дисциплине "ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ"
для студентов направления подготовки
13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника"
Направленность (профиль) "Электроснабжение"

Ставрополь, 2026

Оглавление

Введение

Лабораторная работа 1

Исследование характеристики холостого хода асинхронной машины при помощи электродинамической модели

Лабораторная работа 2

Синхронизация энергетической установки с сетью методом точной синхронизации

Лабораторная работа 3

Асинхронный режим в простейшей электрической системе

Лабораторная работа 4

Исследование влияния видов короткого замыкания на устойчивость системы электропередачи с помощью электродинамической модели

Лабораторная работа 5

Снятие характеристик режима простейшей электрической системы из двух станций соизмеримых мощностей

Введение

Настоящее учебное пособие предназначено для проведения лабораторного практикума по дисциплине «Электромеханические переходные процессы» у студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Дисциплина «Электромеханические переходные процессы» является базовой, призванной формировать профессиональные компетенции бакалавров – электроэнергетиков. Лабораторный практикум рассчитан на закрепление и расширение знаний, полученных при изучении наиболее трудоёмких и сложных теоретических разделов дисциплины. Учебное пособие разработано в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования, рабочим учебным планом и рабочей программой дисциплины

«Электромеханические переходные процессы». Практикум направлен на формирование следующих профессиональных компетенций: ПК-3 Способен применять знание способов производства, транспорта и использования электроэнергии.

Лабораторная работа №1

Исследование характеристики холостого хода асинхронной машины при помощи электродинамической модели

Цель работы: изучить на электродинамической модели холостой ход асинхронной машины.

Теоретическая часть

В настоящее время, на долю асинхронных двигателей приходится не менее 80% всех электродвигателей, выпускаемых промышленностью. К ним относятся и трехфазные асинхронные двигатели.

Трехфазные асинхронные электродвигатели широко используются в устройствах автоматики и телемеханики, бытовых и медицинских приборах, устройствах звукозаписи и т.п.

Достоинства асинхронных электродвигателей

Широкое распространение трехфазных асинхронных двигателей объясняется простотой их конструкции, надежностью в работе, хорошими эксплуатационными свойствами, невысокой стоимостью и простотой в обслуживании.

Устройство асинхронных электродвигателей с фазным ротором

Основными частями любого асинхронного двигателя является неподвижная часть – статор и вращающаяся часть, называемая ротором.

Статор трехфазного асинхронного двигателя состоит из шихтованного магнитопровода, запрессованного в литую станину. На внутренней поверхности магнитопровода имеются пазы для укладки проводников обмотки. Эти проводники являются сторонами многовитковых мягких

катушек, образующих три фазы обмотки статора. Геометрические оси катушек сдвинуты в пространстве друг относительно друга на 120 градусов.

Фазы обмотки можно соединить по схеме «звезда» или «треугольник» в зависимости от напряжения сети. Например, если в паспорте двигателя указаны напряжения 220/380 В, то при напряжении сети 380 В фазы соединяют «звездой». Если же напряжение сети 220 В, то обмотки соединяют в «треугольник». В обоих случаях фазное напряжение двигателя равно 220 В.

Ротор трехфазного асинхронного двигателя представляет собой цилиндр, набранный из штампованных листов электротехнической стали и насаженный на вал. В зависимости от типа обмотки роторы трехфазных асинхронных двигателей делятся на короткозамкнутые и фазные.

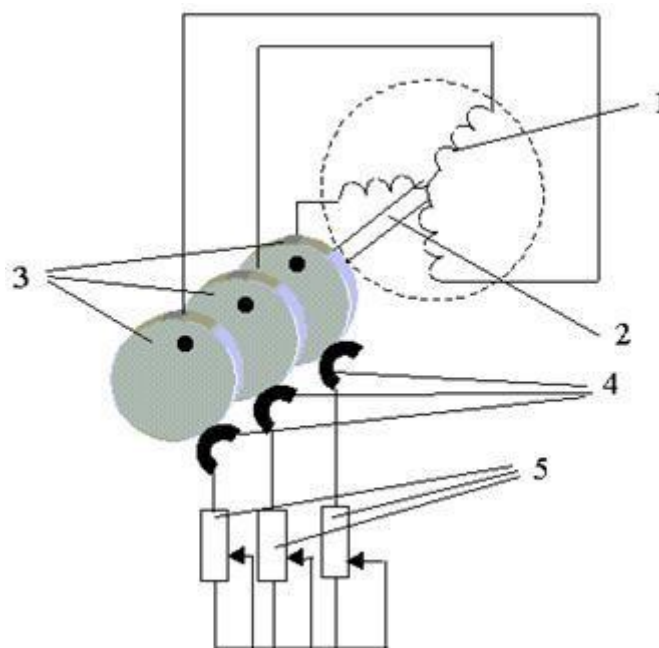


Рисунок 1.1 – Фазный ротор

В асинхронных электродвигателях большей мощности и специальных машинах малой мощности для улучшения пусковых и регулировочных свойств применяются фазные роторы. В этих случаях на роторе укладывается трехфазная обмотка с геометрическими осями фазных катушек (рисунок 1.1 – 1), сдвинутыми в пространстве друг относительно друга на 120 градусов.

Фазы обмотки соединяются звездой и концы их присоединяются к трем контактными кольцам (рисунок 1.1 – 3), насаженным на вал (рисунок 1.1 – 2) и электрически изолированным как от вала, так и друг от друга. С помощью щеток (рисунок 1.1 – 4), находящихся в скользящем контакте с кольцами (рисунок 1.1 – 3), имеется возможность включать в цепи фазных обмоток регулировочные реостаты (рисунок 1.1 – 5).

Асинхронный двигатель с фазным ротором имеет лучшие пусковые и регулировочные свойства, однако ему присущи большие масса, размеры и стоимость, чем асинхронному двигателю с короткозамкнутым ротором.

Принцип работы асинхронных электродвигателей

Принцип работы асинхронной машины основан на использовании вращающегося магнитного поля. При подключении к сети трехфазной обмотки статора создается вращающееся магнитное поле, угловая скорость которого определяется частотой сети f и числом пар полюсов обмотки p , т. е. $\omega_1 = 2\pi f/p$.

Пересекая проводники обмотки статора и ротора, это поле индуцирует в обмотках ЭДС (согласно закону электромагнитной индукции). При замкнутой обмотке ротора ее ЭДС наводит в цепи ротора ток. В результате взаимодействия тока с результирующим магнитным полем создается электромагнитный момент. Если этот момент превышает момент сопротивления на валу двигателя, вал начинает вращаться и приводит в движение рабочий механизм. Обычно угловая скорость ротора ω_2 не равна угловой скорости магнитного поля ω_1 , называемой синхронной. Отсюда и название двигателя асинхронный, т. е. несинхронный.

Работа асинхронной машины характеризуется скольжением s , которое представляет собой относительную разность угловых скоростей поля ω_1 и ротора ω_2 : $s = (\omega_1 - \omega_2) / \omega_1$

Значение и знак скольжения, зависящие от угловой скорости ротора относительно магнитного поля, определяют режим работы асинхронной машины. Так, в режиме идеального холостого хода ротор и магнитное поле

вращаются с одинаковой частотой в одном направлении, скольжение $s=0$, ротор неподвижен относительно вращающегося магнитного поля, ЭДС в его обмотке не индуцируется, ток ротора и электромагнитный момент машины равны нулю. При пуске ротор в первый момент времени неподвижен: $\omega_2=0$, $s=1$. В общем случае скольжение в двигательном режиме изменяется от $s=1$ при пуске до $s=0$ в режиме идеального холостого хода.

При вращении ротора со скоростью $\omega_2 > \omega_1$ в направлении вращения магнитного поля скольжение становится отрицательным. Машина переходит в генераторный режим и развивает тормозной момент. При вращении ротора в направлении, противоположном направлению вращения магнитного поля ($s > 1$), асинхронная машина переходит в режим противовключения и также развивает тормозной момент. Таким образом, в зависимости от скольжения различают двигательный ($s=1 \div 0$), генераторный ($s=0 \div -\infty$) режимы и режим противовключения ($s=1 \div +\infty$). Режимы генераторный и противовключения используют для торможения асинхронных двигателей.

Оборудование и материалы

Лабораторная работа выполняется на стенде «Электродинамическая модель» (рисунок 1.2) фирмы НТП Центр. Стенд включает в себя необходимые для выполнения данной лабораторной работы элементы: два асинхронных двигателя (рисунок 1.3) с фазным ротором, один из которых выполняет роль привода, а другой роль генератора; для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1; инвертор для регулирования скорости вращения привода; блок управления токов обмотки возбуждения; двухцепная линия; ламповый синхроскоп; вольтметр, амперметр, ваттметр.

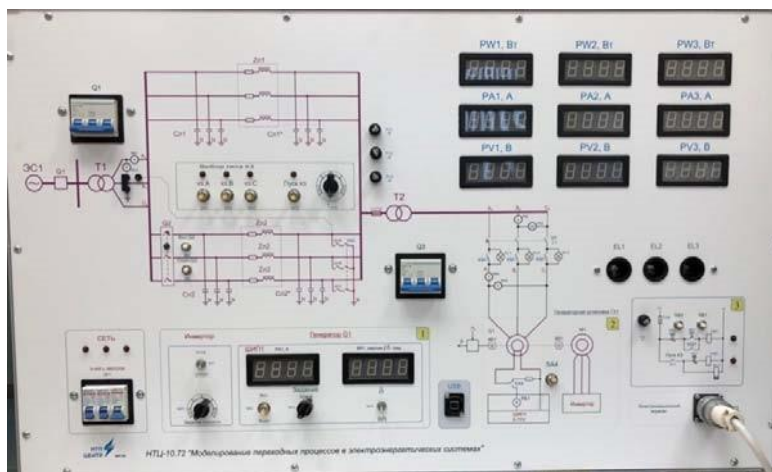


Рисунок 1.2 – Стенд «Электродинамическая модель»



Рисунок 1.32 – Асинхронные двигатели

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 1. Прохождение инструктажа по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Порядок выполнения работы

Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Включите стенд автоматическим выключателем $QF1$ «СЕТЬ». Проконтролировать наличие напряжения по свечению светодиодов, расположенных над автоматическим выключателем. После прохождения цикла автоматического тестирования и появления на всех цифровых табло нулевых показаний измеряемых величин стенд готов к работе.

Для привода генератора $G1$ применен асинхронный двигатель $M1$, питание которого осуществляется от инвертора. Включите «Инвертор» тумблером $SA1$ «Пуск». Затем, плавно вращая ручку $RP1$ «Задание скорости» по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора $G1$ равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору $BR1$ – тумблер $SA3$ в положении « BR »). Для питания обмотки возбуждения генератора $G1$ используется ШИП1.

Подключить обмотку ротора генератора $G1$ к ШИП1 тумблером $SA4$ (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер $SA2$ в положение «Вкл.». Величина тока возбуждения генератора регулируется ручкой $RP2$ «Задание тока», контролируется по амперметру $PA1$ «ШИП». Выходное напряжение генератора $G1$ и ток нагрузки контролировать на цифровых табло $PV3$ и $PA3$.

Характеристика холостого хода.

Характеристика холостого хода (ХХ) представляет собой зависимость ЭДС генератора в режиме холостого хода от тока возбуждения при номинальной частоте вращения.

Для снятия характеристики холостого хода $E_0=f(I_v)$ при $\omega=const$ постепенно увеличиваем ток возбуждения генератора $G1$ ручкой $RP2$ «Задание тока» и замеряем выходное линейное напряжение генератора $G1$ (контролируется по вольтметру $PV3$) для каждого значения тока возбуждения $PA1$ «ШИП» (рекомендуется увеличивать ток возбуждения с шагом заданным по варианту до максимального), поддерживая скорость вращения генератора $G1$ постоянной (скорость контролировать по индикатору $BR1$ –

тумблер *SA3* в положении «*BR*»). Корректировать скорость вращения ручкой *RP1* «Задание скорости». Результаты измерений занести в таблицу 1.1.

Согласно варианту шаг регулирования тока возбуждения:

1. 0,01 А,
2. 0,015 А,
3. 0,02 А.

Таблица 1.1 – Результаты измерений характеристики *XX*

i_B									
$U_{\text{ВЫХ}}$									
После выполнения опыта выключить стенд в									

следующей последовательности:

1. Уменьшить ток возбуждения генератора *G1* до нуля – перевести ручку *RP2* в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
2. Выключить ШИП1 – тумблер *SA2* в положение «Выкл.»
3. Отключить обмотку возбуждения генератора *G1* от ШИП1 – тумблер *SA4* в положение выкл.
4. Остановить приводной двигатель *M1* – плавно повернуть ручку *RP1* в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
5. Выключить инвертор – тумблер *SA1* в положение «Стоп».
6. Обесточить стенд – *QF1* в положение выкл.

Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом и должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с вариантом.
3. Таблицу результатов измерения характеристики холостого хода.

4. Зависимость $U_{\text{вых}}=f(i_{\text{в}})$ по результатам снятия характеристики холостого хода.
5. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Объяснить необходимость установки скорости вращения двигателя 314 рад/сек.
2. Назначение обмотки возбуждения генератора переменного тока.
3. Характеристика холостого хода. Полная характеристика холостого хода. Практическое значение.

Литература: 3, 4.

Лабораторная работа 2 Синхронизация энергетической установки с сетью методом точной синхронизации

Цель работы: изучить на электродинамической модели предельные режимы системы по условиям статической устойчивости.

Теоретическая часть

Для точной синхронизации энергетической установки использован ламповый синхроскоп, лампы которого соединены по схеме «на погасание». При включении энергетической установки на параллельную работу с сетью необходимо соблюдение следующих условий:

- ЭДС генератора должна быть равна напряжению сети,
- частота генератора и частота напряжения сети должны быть равны,
- ЭДС генератора должна находиться в противофазе с напряжением сети,

– чередование фаз генератора должно соответствовать чередованию фаз сети.

Приведение генератора в состояние, удовлетворяющее перечисленным условиям, называется синхронизацией. Соблюдение условий синхронизации проверяется с помощью синхроскопа. При использовании синхроскопа по схеме «на погасание» каждая лампа включается в разрыв определенной фазы. В этом случае момент синхронизации соответствует одновременному погасанию всех трех ламп. При несоблюдении условий синхронизации лампы часто вспыхивают и гаснут, однако по мере приближения генератора к условиям синхронизации вспыхивание ламп становится все реже. Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Оборудование и материалы

Лабораторная работа выполняется на стенде «Электродинамическая модель» (рисунок 1.1) фирмы НТП Центр. Стенд включает в себя необходимые для выполнения данной лабораторной работы элементы: два асинхронных двигателя (рисунок 1.2) с фазным ротором, один из которых выполняет роль привода, а другой роль генератора; для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1; инвертор для регулирования скорости вращения привода; блок управления токов обмотки возбуждения; двухцепная линия; ламповый синхроскоп; вольтметр, амперметр, ваттметр.

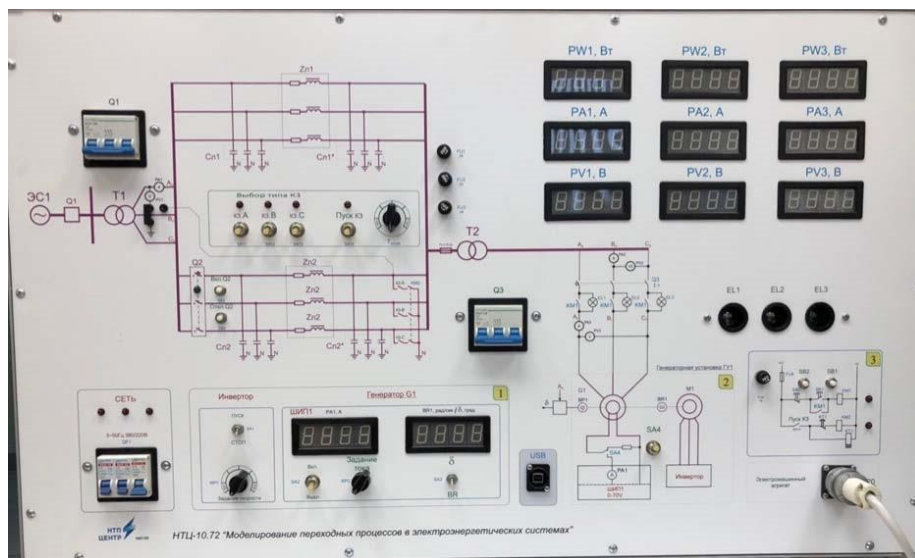


Рисунок 1.1 – Стенд «Электродинамическая модель»



Рисунок 1.2 – Асинхронные двигатели

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 1. Прохождение инструктажа по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Порядок выполнения работы

Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Включите стенд автоматическим выключателем «СЕТЬ». Включите автомат *Q1* подключите верхнюю ветвь ЛЭП. Включаем автоматический выключатель *Q3*.

Включите «Инвертор» тумблером *SA1*. Затем, плавно вращая ручку *PR1* по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору *BR1* – тумблер *SA3* в положении «*BR*»). Для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1. Подключить обмотку ротора генератора *G1* к ШИП1 тумблером *SA4* (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер *SA2* в положение «Вкл.». Плавно увеличиваем ток возбуждения ротора генератора ручкой *PR2* «Задание тока» и добиваемся равенства напряжения сети (контролируется по вольтметру *PV2*) и напряжения на выходе генератора (контролируется по вольтметру *PV3*).

Плавным вращением ручки *RP1*, по синхроскопу, добиваемся равенства частоты напряжения генератора и частоте напряжения сети. Когда вспыхивание ламп становится настолько редкими, что пауза между ними продолжается не менее 3 секунд, следует в момент погасания ламп кнопкой *SB1* включить пускатель *KM1*, подключающий генератор к сети на параллельную работу.

Снять характеристики нагрузочных режимов для токов возбуждения генератора *G1* в пределах 0,05 – 0,25А, согласно варианту (смотри амперметр *PA1* «ШИП» и устанавливается вращением ручки *RP2* «Задание тока»).

Для этого при неизменном токе возбуждения тонко подрегулировать «Задание скорости» *RP1* гонного двигателя *M1* таким образом, чтобы суммарные показания ваттметров *PW2* и *PW3* в цепи генератора были близки или равны «нулю». Переключить тумблер *SA3* из положения «*BR*» в положение « δ » для фиксации положения ротора с нулевым значением угла выбега.

Затем увеличивая или уменьшая «Задание скорости» с помощью *RP1* снять необходимые параметры (показания мощности – *PW2+PW3* и

напряжение $PV2$ и $PV3$) при 5-7 значениях угла выбега ротора до достижения границы устойчивости. Результаты измерений занести в таблицу 2.1 При возникновении колебаний частоты вращения ротора (на индикаторе « δ » показания будут хаотично «прыгать») генератора плавно повернуть регулятор $RP1$ в предыдущее положение с устойчивой работой.

Согласно варианту ток возбуждения:

1. 0,05 А,
2. 0,01 А,
3. 0,015 А.

Таблица 2.1 – Результаты измерений

δ	-45	-30	-15	0	15	30	45
W2							
W3							
W2+W3							
U2							
U3							

После выполнения опыта выключить стенд в

следующей последовательности:

1. Отключить пускатель $KM1$ кнопкой $SB2$.
2. Уменьшить ток возбуждения генератора $G1$ до нуля – перевести ручку $RP2$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
3. Выключить ШИП1 – тумблер $SA2$ в положение выкл.
4. Отключить обмотку возбуждения генератора $G1$ от ШИП1 – тумблер $SA3$ в положение выкл.
5. Остановить приводной двигатель $M1$ – ручку $RP1$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
6. Выключить инвертор – тумблер $SA1$ в положение «Стоп».
7. Отключить автомат $Q3$ и $Q1$ отключить верхнюю ветвь ЛЭП.

8. Обесточить стенд – автомат *QF1* «СЕТЬ» в положение ВЫКЛ.

Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом и должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с вариантом.
3. Таблицу результатов измерения.
4. Зависимость $W_2 + W_3 = f(\delta)$ по результатам снятия характеристики холостого хода.
5. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Суть метода точной синхронизации.
2. Суть нагрузочной характеристики, выполненной в лабораторной работе.
3. Нагрузочная характеристика режимов генератора. Практическое значение.

Литература: 3, 4.

Лабораторная работа 3

Асинхронный режим в простейшей электрической системе

Цель работы: Изучить сущность асинхронных режимов в электрических системах.

Теоретическая часть

Устойчивость электрической системы (устойчивость электроэнергетической системы) – способность электрической системы восстанавливать исходное или практически близкое к нему состояние (режим) после возмущения, проявляющегося в отклонении значений параметров режима электрической системы от начальных значений. В электрической системе источниками электрической энергии обычно являются синхронные генераторы, связанные между собой сетью, причем роторы всех генераторов вращаются синхронно. Такой режим, называется нормальным. Он должен быть устойчив, то есть электрическая система должна возвращаться в исходное состояние после отклонений от установившегося режима. Отклонения могут быть связаны с изменением мощности нагрузки, короткими замыканиями, отключениями линий электропередачи. Устойчивость системы, как правило, уменьшается при увеличении нагрузки (мощности, отдаваемой генераторами) и понижении напряжения (росте мощности потребителей, снижении возбуждения генераторов). Для каждой электрической системы могут быть определены предельные (критические) значения величин, характеризующих предел устойчивости. Функционирование системы возможно, если обеспечен запас ее устойчивости, то есть если параметры режима работы и параметры самой системы отличаются от критических величин. Для обеспечения устойчивости электрической системы используют устройства автоматического регулирования напряжения и частоты, средства релейной защиты.

При анализе различают статическую, динамическую, результирующую устойчивость электрической системы. Статическая устойчивость характеризует устойчивость при малых возмущениях, при которых электрическая системы может рассматриваться как линейная. Изучение статической устойчивости проводится на основе методов, разработанных А.М. Ляпуновым для решения задач об устойчивости. В инженерной

практике исследование устойчивости электрической системы проводят упрощенно, ориентируясь на практические критерии устойчивости, допуская положения о невозможности самораскачивания системы, о неизменности частоты электрического тока.

Динамическая устойчивость определяет поведение электрической системы после сильных возмущений, возникающих вследствие коротких замыканий, при отключении линий электропередач. При анализе динамической устойчивости система, как правило, рассматривается как нелинейная, возникает необходимость интегрировать нелинейные трансцендентные уравнения высоких порядков. Для этого применяют расчетные модели переменного тока, создают специальные алгоритмы и программы, позволяющие производить расчеты на компьютере.

Результирующая устойчивость характеризует устойчивость электрической системы при нарушении синхронизма части работающих генераторов. Последующее восстановление нормального режима работы происходит без отключения основных элементов системы. Расчеты результирующей устойчивости производятся приближенно из-за их сложности и имеют целью выявить недопустимые воздействия на оборудование, а также найти комплекс мероприятий, ведущих к ликвидации асинхронного режима работы электрической системы.

Статическая устойчивость может быть повышена использованием сильного регулирования, динамическая – форсированием возбуждения генераторов, отключением аварийных участков, применением специальных устройств торможения генераторов, отключением части генераторов и части нагрузки. Повышение результирующей устойчивости, рассматриваемое как повышение живучести электрической системы, достигается регулированием мощности, вырабатываемой выпавшими из синхронизма генераторами, автоматическим отключением части потребителей (автоматической разгрузкой электрической системы). Проблемы устойчивости электрической

системы возникают при создании систем всех видов: электроэнергетических (наземных), бортовых (корабельных, авиационных).

Оборудование и материалы

Лабораторная работа выполняется на стенде «Электродинамическая модель» (рисунок 3.1) фирмы НТП Центр. Стенд включает в себя необходимые для выполнения данной лабораторной работы элементы: два асинхронных двигателя (рисунок 3.2) с фазным ротором, один из которых выполняет роль привода, а другой роль генератора; для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1; инвертор для регулирования скорости вращения привода; блок управления токов обмотки возбуждения; двухцепная линия; ламповый синхроскоп; вольтметр, амперметр, ваттметр.

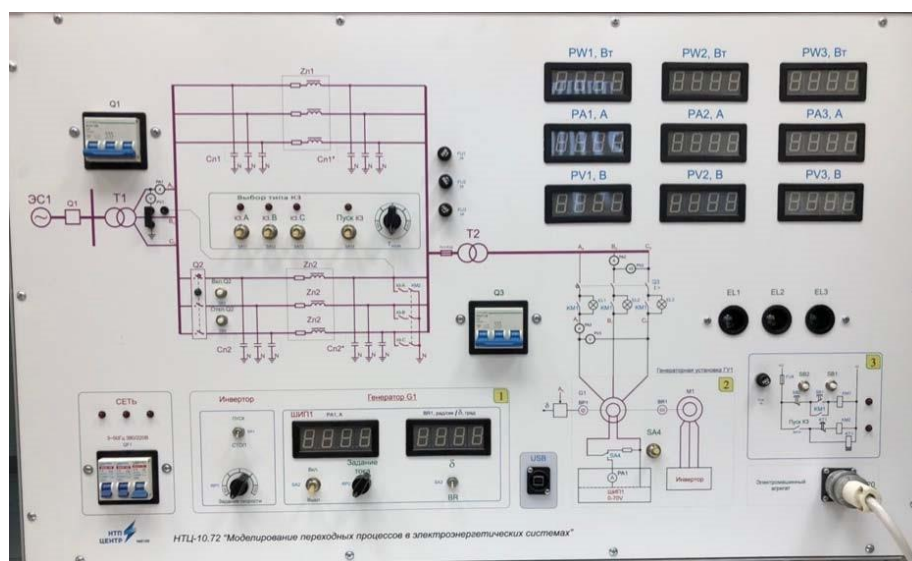


Рисунок 3.1 – Стенд «Электродинамическая модель»



Рисунок 3.2 – Асинхронные двигатели

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 1. Прохождение инструктажа по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Порядок выполнения работы

Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Включите стенд автоматическим выключателем *QF1* «СЕТЬ». Включите автомат *Q1* и нажатием кнопки *SB3* подключите верхнюю и нижнюю ветвь двухцепной ЛЭП. Включаем автоматический выключатель *Q3*.

Включите «Инвертор» тумблером *SA1*. Затем, плавно вращая ручку *PR1* по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору *BR1* – тумблер *SA3* в положении «*BR*»). Для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1. Подключить обмотку ротора генератора *G1* к ШИП1 тумблером *SA4* (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер *SA2* в положение «Вкл.». Увеличиваем ток возбуждения ротора генератора ручкой *PR2* и добиваемся равенства напряжения сети (контролируется по вольтметрам *PV2*) и напряжения на выходе генератора (контролируется по вольтметрам *PV3*).

Плавным вращением ручки *RP1*, по синхроскопу, добиваемся равенства частоты напряжения генератора и частоте напряжения сети. Когда вспыхивание ламп становится настолько редкими, что пауза между ними продолжается не менее 3 секунд, следует в момент погасания ламп кнопкой

SB1 включить пускатель *KM1*, подключающий генератор к сети на параллельную работу.

Снять осциллограммы асинхронных режимов для токов возбуждения генератора *G1* в пределах 0,05 – 0,25А (смотри амперметр *PA1* «ШИП» устанавливается вращением ручки *RP2* «Задание тока»). Для этого при неизменном токе возбуждения тонко подрегулировать «Задание скорости» *RP1* гонного двигателя *M1* таким образом, чтобы суммарные показания ваттметров *PW2* и *PW3* в цепи генератора были близки или равны «нулю». Переключить тумблер *SA3* из положения «*BR*» в положение «*δ*» для фиксации положения ротора с нулевым значением угла выбега.

Затем увеличивая или уменьшая «Задание скорости» с помощью *RP1* достичь границы устойчивости. При возникновении колебаний частоты вращения ротора (на индикаторе «*δ*» показания будут хаотично «прыгать») генератора плавно повернуть регулятор *RP1* в предыдущее положение с устойчивой работой.

Осциллограммы тока и напряжения в линии снимаются с помощью встроенного двухканального USB-осциллографа и программного обеспечения USB DiSco на компьютере. Компьютер подключается с помощью USB-кабеля к разъему «USB» осциллографа на панели. Измерительные цепи и интерфейс USB гальванически развязаны от силовой части схемы.

После выполнения опыта выключить стенд в следующей последовательности:

Отключить пускатель *KM1* кнопкой *SB2*.

Уменьшить ток возбуждения генератора *G1* до нуля – перевести ручку *RP2* в крайнее левое положение (против часовой стрелки).

Выключить ШИП1 – тумблер *SA2* в положение выкл.

Отключить обмотку возбуждения генератора *G1* от ШИП1 – тумблер *SA3* в положение выкл.

Остановить приводной двигатель $M1$ – ручку $RP1$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).

Выключить инвертор – тумблер $SA1$ в положение «Стоп».

Отключить автомат $Q3$ и $Q1$ отключить верхнюю ветвь ЛЭП.

Обесточить стенд – автомат $QF1$ «СЕТЬ» в положение выкл.

Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом и должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с вариантом.
3. Таблицу результатов измерения.
4. Осциллограммы тока и напряжения.
5. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Перечислите требования, необходимые для включения генератора на параллельную работу с сетью.
2. Чем опасен асинхронный режим в электрических системах?
3. Как в лабораторной работе достигались границы устойчивости?

Литература: 3, 4.

Лабораторная работа 4

Исследование влияния видов короткого замыкания на устойчивость

системы электропередачи с помощью электродинамической модели

Цель работы: Изучить влияние на динамическую устойчивость системы различных видов короткого замыкания.

Теоретическая часть

Упрощенные расчеты динамической устойчивости электрических систем выполняются при представлении синхронных машин переходными ЭДС E' , приложенными за переходными сопротивлениями X_d' . Для определения предельного угла отключения КЗ построим динамические характеристики системы для трех режимов, которые нами рассматриваются:

- исходного;
- аварийного, при КЗ;
- послеаварийного, при отключении поврежденной линии электропередачи.

Активную мощность можно найти по формуле

$$P = \frac{E' U}{X_{\Sigma}} \sin \delta \quad (4.1)$$

где $E' U / X_{\Sigma}$ – амплитуда характеристики мощности исходного нормального режима.

Угол δ , как отмечалось ранее, характеризует сдвиг вектора ЭДС E' относительно вектора U , но далее для упрощения знак «'» опускается. Поэтому исходный режим будет характеризоваться углом δ_0 .

Схема замещения системы в аварийном режиме отличается от схемы в нормальном режиме тем, что в месте КЗ дополнительно подключается сопротивление аварийного шунта $x_{ш}$ (рисунок 4.1, б) для случая, когда КЗ возникает в точке 1 системы, которая нами рассматривается. Величина $x_{ш}$ в значительной степени зависит от вида КЗ (таблица 4.1).

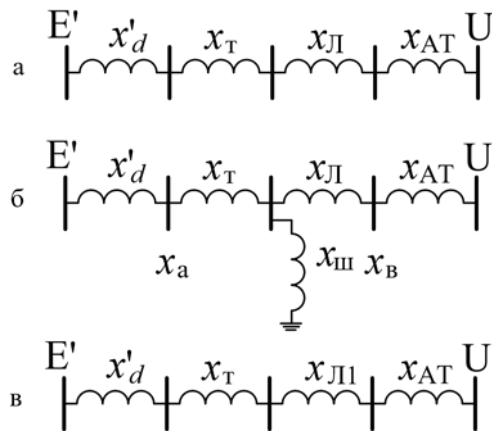


Рисунок 4.1 – Схемы замещения системы:

а – исходный режим; б – аварийный режим; в – послеаварийный режим

Таблица 4.1 – Зависимость сопротивления шунта от вида КЗ

Вид КЗ	Схема шунта	Сопротивление шунта
Однофазное		$x_{ш}=x_0+x_2$
Двухфазное		$x_{ш}=x_2$
Двухфазное на землю		$x_{ш} = \frac{x_0 \cdot x_2}{x_0 + x_2}$
Трёхфазную		$x_{ш}=0$

Для выявления сопротивления нулевой последовательности x_0 и обратной последовательности x_2 последовательно составляются соответствующие схемы замещения (рисунок 4.2).

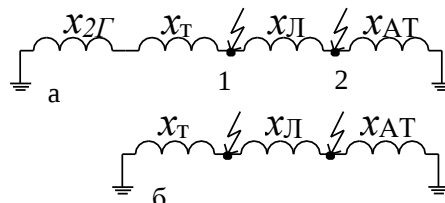


Рисунок 4.2 – Схемы замещения системы:

а – обратной последовательности; б – нулевой последовательности

Искомые величины сопротивлений находятся путем свертывания схем относительно точки КЗ. Так, например, при КЗ в точке 1 значения сопротивлений находятся по формулам:

$$x_{1a} = \frac{x_{гТ} x_{ЛАТ} + x_{ТЛ} x_{АТ}}{x_{гТ} + x_{ТЛ} + x_{ЛАТ}}; \quad (4.2)$$

$$x_{1b} = \frac{x_{ТЛ} x_{АТ}}{x_{ТЛ} + x_{АТ}}.$$

Результирующее сопротивление системы в аварийном режиме можно найти в соответствии с выражением

$$x_{ав} = x_a + x_b, \quad (4.3)$$

где x_a – суммарное сопротивление элементов системы от ЭДС до точки КЗ; x_b – суммарное сопротивление элементов системы от точки КЗ до шин приемной системы (вектор U). Для

случая КЗ в точке 2 системы x_a

$$x_a = x_{гТ} + x_{Л}, \quad x_b = x_{АТ}.$$

Активная мощность в аварийном режиме находится по формуле

$$P_{ав} = \frac{U_{ав}^2}{x_{ав}} \sin \varphi_{ав} = U_{ав}^2 \sin \varphi_{ав}, \quad (4.4)$$

где $U_{ав}$ – амплитуда характеристики мощности в аварийном режиме при КЗ.

В системе КЗ устраняется путем отключения поврежденного элемента. В данном случае это отключение одной линии Л-2, где возникло КЗ. Таким образом, схема замещения системы в послеаварийном режиме имеет вид, приведенный на рисунке 5.1, в. Активную мощность можно найти из уравнения

$$P_{па} = \frac{U_{па}^2}{x_{па}} \sin \varphi_{па} = U_{па}^2 \sin \varphi_{па}, \quad (4.5)$$

где $U_{па}$ – амплитуда характеристики мощности в послеаварийном

режиме;

$P_{\text{па}}$ P $P_{\text{т}}$ $P_{\text{л}}$ $P_{\text{ат}}$ – результирующее сопротивление системы в послеаварийном режиме при отключении КЗ.

Подставляя неизменные значения амплитуд мощности в формулы (4.1), (4.4), (4.5) и изменяя угол δ от 0° до 180° , можно построить динамические угловые характеристики системы, приведенные на рисунке 4.3.

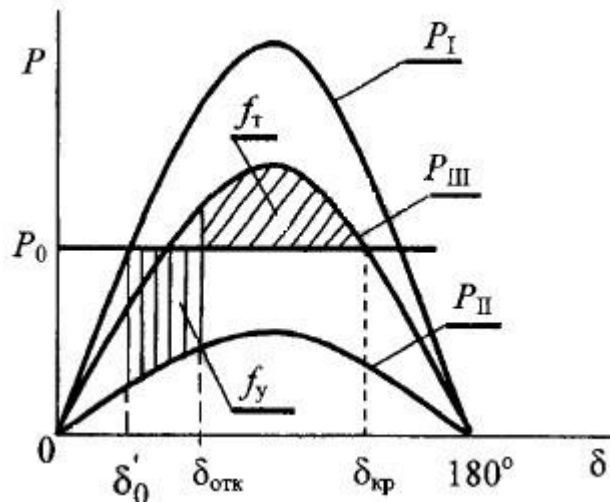


Рисунок 4.3 – Динамические характеристики системы в различных режимах: P_I – исходный; P_{II} – аварийный; P_{III} – послеаварийный

Из условия равенства площадей ускорения f_y и торможения f_t (смотри рисунок 4.3) найдем предельный угол отключения КЗ

$$\cos \delta_{\text{откр}} = \frac{P_{\text{II}} - P_{\text{I}}}{P_{\text{I}} - P_{\text{II}}} \cdot \frac{P_{\text{I}} - P_{\text{II}}}{P_{\text{I}} - P_{\text{II}}} \quad \text{кр} \quad \text{кр},$$

В этом выражении углы измеряются в градусах.

Критический угол (смотри рисунок 5.3) рассчитывается по формуле

$$\delta_{\text{кр}} = 180^\circ - \arccos \left(\frac{P_{\text{II}} - P_{\text{I}}}{P_{\text{I}} - P_{\text{II}}} \right). \quad (4.7)$$

Для изображения площадок ускорения и торможения необходимо выполнить штриховку от механической мощности P_0 до характеристик электрической мощности соответствующего режима при изменении угла δ .

Для обеспечения динамической устойчивости системы средствами автоматики и защиты в большинстве случаев необходимо знать предельное

время отключения КЗ ($t_{отк}^{пр}$). Чтобы найти $t_{отк}^{пр}$, необходимо построить зависимость $\delta=f(t)$. Последнюю можно вычислить из уравнения движения ротора синхронного генератора

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{P}{J}, \quad (4.8)$$

где P – электромагнитная мощность, которая отдается генератором в сеть.

Решим это уравнение методом последовательных интервалов (численное интегрирование). Для этого необходимо выбрать длительность расчетного интервала Δt (для ручных вычислений рекомендуется принять $\Delta t=0,05$ с, для машинных – $\Delta t=0,01-0,02$ с).

Первый интервал (0–0,05 с)

Электрическая мощность, которая выдается генераторами в первый момент после возникновения КЗ:

$$P = P_{н} \sin \delta_0$$

Избыток мощности в начале первого интервала

$$\Delta P = P - P_{н}$$

Приращение угла за первый интервал:

$$\Delta \delta = 0,5 \frac{\Delta P}{P_{н}} \Delta t^2, \\ \delta = \delta_0 + \Delta \delta,$$

где K – постоянный коэффициент; f – частота.

Угол в конце первого интервала

$$\delta = \delta_0 + \Delta \delta$$

Второй интервал (0,05–0,1 с)

$$P = P_{н} \sin \delta$$

$$\Delta P = P - P_{н}$$

$$\Delta \delta = \frac{\Delta P}{P_{н}} \Delta t^2$$

$$\delta = \delta_0 + \Delta \delta$$

Расчет третьего и последующих интервалов (например, n -го) выполняется аналогично по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta\delta &= \sin \delta \\ \Delta\delta &= \Delta\delta + \Delta\delta \\ \Delta\delta &= \Delta\delta \end{aligned} \quad (4.9)$$

По результатам расчетов строится кривая $\delta=f(t)$ (рисунок 4.4). зная значения $\delta_{отк}^{пр}$, на данной кривой находим $t_{отк}^{пр}$ (смотри рисунок 4.4). Если $\delta_{отк}^{пр} > \delta_{отк}$, то динамическая устойчивость системы обеспечивается, в противном случае необходимо принимать дополнительные меры для сохранения устойчивости при данном КЗ.

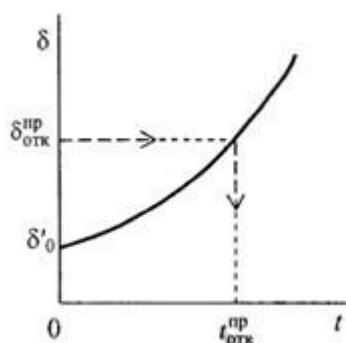


Рисунок 4.4 – Определение максимально допустимого времени отключения короткого замыкания

Оборудование и материалы

Лабораторная работа выполняется на стенде «Электродинамическая модель» (рисунок 4.5) фирмы НТП Центр. Стенд включает в себя необходимые для выполнения данной лабораторной работы элементы: два асинхронных двигателя (рисунок 4.6) с фазным ротором, один из которых выполняет роль привода, а другой роль генератора; для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1; инвертор для регулирования скорости вращения привода; блок управления токов обмотки возбуждения; двухцепная линия; ламповый синхроскоп; вольтметр, амперметр, ваттметр.

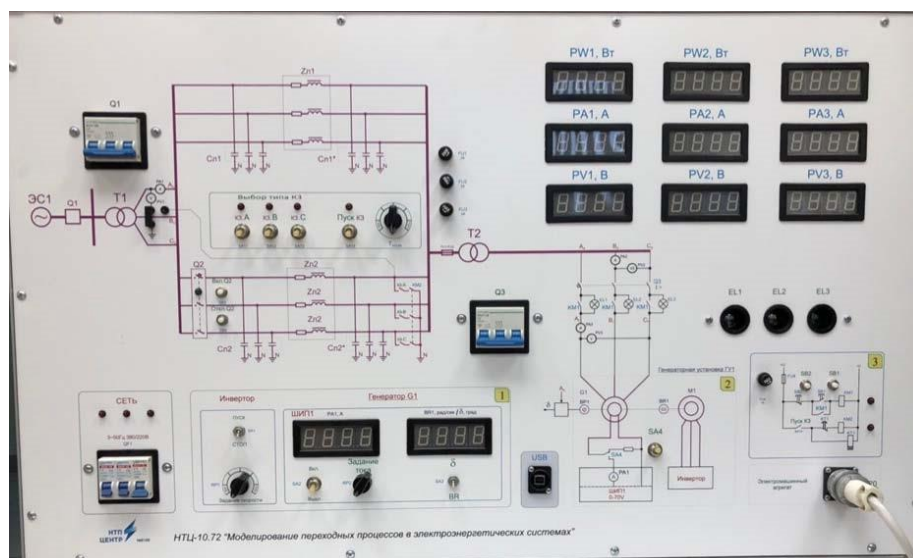


Рисунок 4.5 – Стенд «Электродинамическая модель»



Рисунок 4.6 – Асинхронные двигатели

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 1. Прохождение инструктажа по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Порядок выполнения работы

Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Включите стенд автоматическим выключателем *QF1* «СЕТЬ».

Включите автомат *Q1* и нажатием кнопки *SB3* подключите верхнюю и нижнюю ветвь двухцепной ЛЭП. Включаем автоматический выключатель *Q3*.

Включите «Инвертор» тумблером *SA1*. Затем, плавно вращая ручку *PR1* по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору *BR1*). Для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1. Подключить обмотку ротора генератора *G1* к ШИП1 тумблером *SA4* (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер *SA2* в положение «Вкл.». Увеличиваем ток возбуждения ротора генератора ручкой *PR2* и добиваемся равенства напряжения сети (контролируется по вольтметрам *PV2*) и напряжения на выходе генератора (контролируется по вольтметрам *PV3*).

Плавным вращением ручки *RP1*, по синхроскопу, добиваемся равенства частоты напряжения генератора и частоте напряжения сети. Когда вспыхивание ламп становится настолько редкими, что пауза между ними продолжается не менее 3 секунд, следует в момент погасания ламп кнопкой *SB1* включить пускатель *KM1*, подключающий генератор к сети на параллельную работу.

Снять характеристики нагрузочных режимов для токов возбуждения генератора *G1* в пределах 0,05 – 0,25А (смотри амперметр *PA1* «ШИП» и устанавливается вращением ручки *RP2* «Задание тока»).

Для этого при неизменном токе возбуждения тонко подрегулировать «Задание скорости» *RP1* гонного двигателя *M1* таким образом, чтобы суммарные показания ваттметров *PW2* и *PW3* в цепи генератора были близки или равны «нулю». Переключить тумблер *SA3* из положения «*BR*» в положение « δ » для фиксации положения ротора с нулевым значением угла выбега.

Затем увеличивая или уменьшая «Задание скорости» с помощью *RP1* снять необходимые параметры (показания мощности – *PW1*, *PW2+PW3* и напряжение *PV1*, *PV2*, *PV3*) при 5-7 значениях угла выбега ротора до

включения режима короткого замыкания и во время работы режима короткого замыкания.

Необходимый вид короткого замыкания задается с помощью тумблеров *SA11-SA13* (включается любые два или все три тумблера по указанию преподавателя). Установить на реле времени длительность режима короткого замыкания (по указанию преподавателя).

Тумблером *SA14* «Пуск КЗ» произвести запуск режима короткого замыкания – включается пускатель *KM2*. По окончании отсчета установленной выдержки времени реле времени *KT1* отключит режим короткого замыкания – пускатель *KM2* отключится. Вернуть тумблер *SA14* «Пуск КЗ» в нижнее положение. При необходимости можно повторить запуск режима короткого замыкания повторным включением тумблера *SA14* «Пуск КЗ».

При возникновении колебаний частоты вращения ротора (на индикаторе «δ» показания будут хаотично «прыгать») генератора плавно повернуть регулятор *RP1* в предыдущее положение с устойчивой работой.

После выполнения опыта выключить стенд в следующей последовательности:

1. Установить тумблеры *SA11-SA14* в выключенное положение.
2. Отключить пускатель *KM1* кнопкой *SB2*.
3. Уменьшить ток возбуждения генератора *G1* до нуля – перевести ручку *RP2* в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
4. Выключить ШИП1 – тумблер *SA2* в положение выкл.
5. Отключить обмотку возбуждения генератора *G1* от ШИП1 – тумблер *SA3* в положение выкл.
6. Остановить приводной двигатель *M1* – ручку *RP1* в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
7. Выключить инвертор – тумблер *SA1* в положение «Стоп».

8. Нажатием кнопки *SB4* отключить нижнюю ветвь ЛЭП.
Отключить автомат *Q3* и *Q1* отключить верхнюю ветвь ЛЭП.

9. Обесточить стенд – автомат *QF1* «СЕТЬ» в положение
ВЫКЛ.

Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом и
должен содержать:

6. Название и цель работы.
7. Исходные данные на выполнение
лабораторной работы в соответствии с вариантом.
8. Таблицу результатов измерения.
9. Описать влияние вида короткого замыкания и его
длительности на устойчивость энергосистемы.
10. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Суть метода точной синхронизации.
2. Перечислить виды коротких замыканий.
3. Влияет ли на устойчивость энергосистемы критический угол
отключения?
4. Влияет ли на устойчивость энергосистемы время отключения
короткого замыкания?

Литература: 3, 4

Лабораторная работа 5

Снятие характеристик режима простейшей электрической системы из

двух станций соизмеримых мощностей

Цель работы: снять характеристики мощности нерегулируемой электрической системы.

Теоретическая часть

Упрощенные методики расчета статической устойчивости базируются на учете только относительных углов сдвига роторов синхронных генераторов (системы позиционного типа), на пренебрежении взаимным влиянием генераторов при действии АРВ, на постоянстве ЭДС E_X за некоторой реактивностью ΔX . В этом случае при регуляторах пропорционального типа принимают, что $E_X = E_q' \approx E'$, а $\Delta X \approx X_d'$. При регуляторах сильного действия за E принимают внутреннюю ЭДС, приложенную за сопротивлением рассеяния обмотки статора генератора, или напряжение на шинах генератора U_r . С учетом этих допущений регулируемая система становится полностью аналогичной нерегулируемой, устойчивость которой может нарушаться только апериодически (необходимо также помнить о способности такой системы к раскачиванию). Поэтому выводы об устойчивости системы будут надежными для нерегулируемой системы и условными – для регулируемой. С учетом принятых допущений рассмотрим устойчивость системы из двух станций конечной мощности, работающих при постоянных ЭДС и неизменных вращающих моментах на общую нагрузку. Схема замещения такой системы показана на рисунке 5.1.

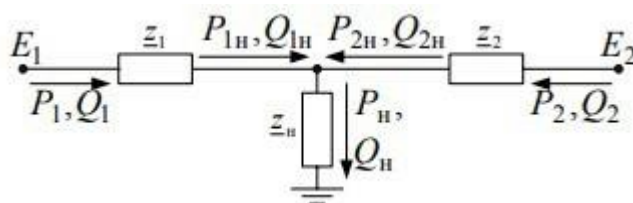


Рисунок 5.1 – Схема замещения системы из двух станций
Дифференциальные уравнения для каждой станции при этих условиях
можно представить в следующем виде:

$$p^2 \Delta \delta_{12} + \left[\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j1}} - \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j2}} \right] \Delta \delta_{12} = 0;$$

$$p^2 \Delta \delta_1 + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j1}} \Delta \delta_{12} = 0; \quad p^2 \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j2}} \Delta \delta_{12} = 0.$$

Характеристическое уравнение системы и его решение имеют следующий вид:

$$p^2 + \alpha = 0; \quad p_{1,2} = \pm \sqrt{-\alpha},$$

$$\alpha = \left[\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j1}} - \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \cdot \frac{1}{T_{j2}} \right]$$

где имеет смысл отн

расхождения ЭДС станций или аргумента взаимного сопротивления между двумя станциями).

Следовательно, устойчивость системы будет определяться положительностью относительного ускорения, которое и будет критерием устойчивости, а предел устойчивости определится величинами постоянных инерции станций. Нарушение устойчивости будет происходить только аperiодически.

При произвольном числе станций сложной системы отдаваемая мощность каждой из них зависит от взаимных углов между ЭДС данной станции и ЭДС всех остальных станций. Для позиционной задачи с постоянством ЭДС изменение напряжений в узловых точках системы может быть вызвано только изменением углов расхождения ЭДС. Поэтому изменение мощностей станций и нагрузок целесообразно представлять функциями относительных углов:

$$\Delta P_k = f(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1k}); \quad T_{jk} p^2 \delta_k = -\Delta P_k.$$

Представляя приращение мощности n-й станции в виде

$$\Delta P_n = \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \dots + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{1k}} \Delta \delta_{1k},$$

с учетом предыдущих уравнений получим систему уравнений для определения изменения относительных углов

$$p^2 \Delta \delta_{1k} + \alpha_{1k}^{12} \Delta \delta_{12} + \alpha_{1k}^{13} \Delta \delta_{13} + \dots + \alpha_{1k}^{lk} \Delta \delta_{lk} = 0.$$

Оборудование и материалы

Лабораторная работа выполняется на стенде «Электродинамическая модель» (рисунок 5.1) фирмы НТП Центр. Стенд включает в себя необходимые для выполнения данной лабораторной работы элементы: два асинхронных двигателя (рисунок 5.2) с фазным ротором, один из которых выполняет роль привода, а другой роль генератора; для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1; инвертор для регулирования скорости вращения привода; блок управления токов обмотки возбуждения; двухцепная линия; ламповый синхроскоп; вольтметр, амперметр, ваттметр.

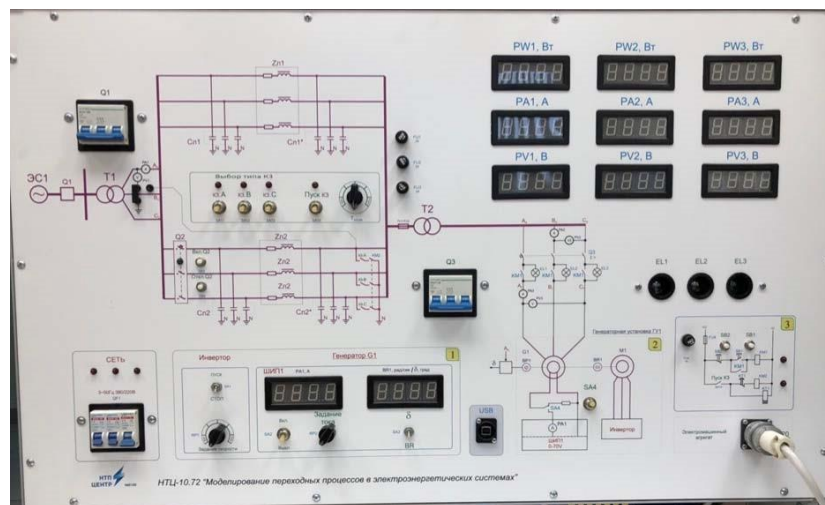


Рисунок 5.1 – Стенд «Электродинамическая модель»



Рисунок 5.2 – Асинхронные двигатели

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 1. Прохождение инструктажа по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Порядок выполнения работы

Опыт 1.

1. Определить ток возбуждения генератора, при котором генератор создает напряжение в линии большее, чем сеть на величину заданную преподавателем, и далее синхронизировать энергетическую установку с сетью с последующим заданием определенного для указанного условия тока возбуждения. Снять угловые характеристики мощности при неизменной заданной ЭДС генератора.

2. Перед подключением стенда к питающей сети убедиться, что все тумблеры находятся в положении выкл., ручки потенциометров в крайнем левом положении (против часовой стрелки).

Нижний вывод вольтметра *PV1* которого подключить к нейтрали. Для определения напряжения в линии, создаваемого сетью необходимо включить автомат *Q1*. Зафиксировать показания вольтметра *PV1* – напряжение в линии, создаваемое сетью. Отключить автомат *Q1*.

Для привода генератора *G1* применен асинхронный двигатель *M1*, питание которого осуществляется от инвертора. Включите «Инвертор» тумблером *SA1*. Затем, плавно вращая ручку *RP1* «Задание скорости» по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора *G1* равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору *BR1* тумблер *SA3* в положении «*BR*»). Для питания обмотки возбуждения генератора *G1* используется ШИП1.

Подключить обмотку ротора генератора $G1$ к ШИП1 тумблером $SA4$ (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер $SA2$ в положение «Вкл.». Величина тока возбуждения генератора регулируется ручкой $RP2$ «Задание тока», контролируется по амперметру $PA1$ «ШИП». Выходное напряжение генератора $G1$ и ток нагрузки контролировать по индикаторам $PV2$, $PV3$, $PA2$, $PA3$.

Для определения величины тока возбуждения генератора $G1$, соответствующего требованиям изложенным в пункте 1 при $\omega = const$ постепенно увеличиваем ручкой $RP2$ «Задание тока» и замеряем напряжение в линии (контролируется по вольтметру $PV1$), поддерживая скорость вращения генератора $G1$ постоянной. Корректировать скорость вращения ручкой $RP1$ «Задание скорости». Зафиксировать значение тока возбуждения по амперметру $PA1$ «ШИП» при достижении напряжения в линии условия пункта 1.

После выполнения опыта выключить стенд в следующей последовательности:

1. Уменьшить ток возбуждения генератора $G1$ до нуля – перевести ручку $RP2$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
2. Выключить ШИП1 – тумблер $SA2$ в положение «Выкл.»
3. Отключить обмотку возбуждения генератора $G1$ от ШИП1 – тумблер $SA4$ в положение выкл.
4. Остановить приводной двигатель $M1$ – плавно повернуть ручку $RP1$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
5. Выключить инвертор – тумблер $SA1$ в положение «Стоп».
6. Обесточить стенд – $QF1$ в положение выкл.

Опыт 2.

Включите стенд автоматическим выключателем $QF1$ «СЕТЬ». Включите автомат $Q1$ и нажатием кнопки $SB3$ подключите верхнюю и нижнюю ветвь двухцепной ЛЭП. Включаем автоматический выключатель $Q3$.

Включите «Инвертор» тумблером *SA1*. Затем, плавно вращая ручку *PR1* по часовой стрелке, задайте скорость вращения генератора равной 314 рад/сек (скорость контролировать по индикатору *BR1*). Для питания обмотки возбуждения генератора используется ШИП1. Подключить обмотку ротора генератора *G1* к ШИП1 тумблером *SA4* (перевести тумблер в нижнее положение). Включить ШИП1 – перевести тумблер *SA2* в положение «Вкл.». Увеличиваем ток возбуждения ротора генератора ручкой *PR2* и добиваемся равенства напряжения сети (контролируется по вольтметрам *PV2*) и напряжения на выходе генератора (контролируется по вольтметрам *PV3*).

Плавным вращением ручки *RP1*, по синхроскопу, добиваемся равенства частоты напряжения генератора и частоте напряжения сети. Когда вспыхивание ламп становится настолько редкими, что пауза между ними продолжается не менее 3 секунд, следует в момент погасания ламп кнопкой *SB1* включить пускатель *KM1*, подключающий генератор к сети на параллельную работу.

Снять угловые характеристики мощности отдаваемой эквивалентным генератором для тока возбуждения генератора *G1*, определенного в пункте 1 опыта 1 (устанавливается вращением ручки *RP2* «Задание тока» и контролируется по амперметру *PA1* «ШИП»). Для этого при неизменном токе возбуждения тонко подрегулировать «Задание скорости» *RP1* гонного двигателя *M1* таким образом, чтобы суммарные показания ваттметров *PW2* и *PW3* в цепи генератора были близки или равны «нулю». Переключить тумблер *SA3* из положения «*BR*» в положение « δ » для фиксации положения ротора с нулевым значением угла выбега.

Затем увеличивая или уменьшая «Задание скорости» с помощью *RP1* достичь границы устойчивости. При возникновении колебаний частоты вращения ротора (на индикаторе « δ » показания будут хаотично «прыгать») генератора плавно повернуть регулятор *RP1* в предыдущее положение с устойчивой работой.

Увеличить ток возбуждения генератора $G1$ до значения, заданного преподавателем, (тип исследуемой линии: одно- или двух-цепная также задается преподавателем). Ток возбуждения устанавливается вращением ручки $RP2$ «Задание тока» и контролируется по амперметру $PA1$ «ШИП». Емкость конденсаторов $Сл1$, $Сл1^*$ равна по $0,1\text{мкФ}$ и $Сл2$, $Сл2^*$ равна по $0,2\text{мкФ}$.

Снять угловые характеристики мощности отдаваемой эквивалентным генератором при заданном токе возбуждения генератора $G1$ до границ устойчивости системы. Для этого увеличивая или уменьшая «Задание скорости» с помощью $RP1$ достичь границы устойчивости.

При возникновении колебаний частоты вращения ротора (на индикаторе « δ » показания будут хаотично «прыгать») генератора плавно повернуть регулятор $RP1$ в предыдущее положение с устойчивой работой.

После выполнения опыта выключить стенд в следующей последовательности:

1. Отключить пускатель $KM1$ кнопкой $SB2$.
 2. Уменьшить ток возбуждения генератора $G1$ до нуля – перевести ручку $RP2$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
 3. Выключить ШИП1 – тумблер $SA2$ в положение выкл.
 4. Отключить обмотку возбуждения генератора $G1$ от ШИП1 – тумблер $SA3$ в положение выкл.
 5. Остановить приводной двигатель $M1$ – ручку $RP1$ в крайнее левое положение (против часовой стрелки).
 6. Выключить инвертор – тумблер $SA1$ в положение «Стоп».
 7. Отключить автомат $Q3$ и $Q1$ отключить верхнюю ветвь ЛЭП.
- Обесточить стенд – автомат $QF1$ «СЕТЬ» в положение выкл.

Содержание отчета

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом и должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с вариантом.
3. Произвести расчет тока возбуждения и сравнить его со значением в результате проведения опыта.
4. Таблицы результатов измерения.
5. Угловые характеристики мощности при неизменной заданной ЭДС генератора.
6. Угловые характеристики мощности отдаваемой эквивалентным генератором при заданном токе возбуждения генератора.
7. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение обмотки возбуждения генератора переменного тока?
2. Как определить предел передаваемой мощности?
3. Влияет ли мощность турбины на предел передаваемой мощности?
4. Чему соответствует максимум на характеристике мощности?

Литература: 3, 4

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Методические указания к практическим занятиям

по дисциплине "ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ
ПРОЦЕССЫ" для студентов направления подготовки
13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника"
Направленность (профиль) "Электроэнергетические системы и сети"
Квалификация выпускника Бакалавр

Ставрополь, 2026

Введение

Настоящее учебное пособие предназначено для проведения практикума по дисциплине «Электромеханические переходные процессы» у студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Дисциплина «Электромеханические переходные процессы» является базовой, направленной на формирование профессиональных компетенций бакалавров – электроэнергетиков. Практикум рассчитан на закрепление и расширение знаний, полученных при изучении наиболее трудоёмких и сложных теоретических разделов дисциплины. Целью выполнения практических занятий является получение умений и навыков расчета параметров схем замещения простейшей электрической системы, эквивалентирование схем замещения, определения энергетических параметров различных режимов ее работы, как установившихся, так и переходных, расчета и построения их характеристик. Практические занятия, представленные в учебном пособии, охватывают основные разделы дисциплины: трансформаторы, синхронные машины, асинхронные машины и машины постоянного тока.

Полученные в результате студентом знания, умения и навыки будут полезны при анализе параметров и режимов электроэнергетических систем, включающих в себя такое оборудование, как трансформаторы, двигатели и генераторы.

Учебное пособие разработано в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования, рабочим учебным планом и рабочей программой дисциплины «Электромеханические переходные процессы».

Практикум направлен на формирование профессиональных компетенций ПК-3 Способен применять знание способов производства, транспорта и использования электроэнергии

Оглавление

Практическое занятие №1

«Схемы замещения и определение параметров элементов электроэнергетических систем»	4
---	---

Практическое занятие №2 «Статическая устойчивость и характеристики

мощности	11
электроэнергетических систем».....	11

Практическое занятие №3

«Исследование влияния параметров системы на коэффициент запаса статической устойчивости»	19
--	----

Практическое занятие № 4

«Исследование влияния устройств АРВ на предел передаваемой мощности»	22
--	----

Практическое занятие №5

«Динамическая устойчивость электроэнергетических систем при двухфазном коротком замыкании»	27
--	----

Практическое занятие №6

«Динамическая устойчивость электроэнергетических систем при различных видах возмущающих воздействий»	37
--	----

Практическое занятие №7

«Расчет статической устойчивости электрических систем при нагрузке заданной постоянным сопротивлением»	42
--	----

Практическое занятие №8

«Расчет статической устойчивости и электрических систем при нагрузке, заданной статическими характеристиками»	54
---	----

Практическое занятие №9

«Расчет статической устойчивости нагрузки, заданной статическими характеристиками»	61
--	----

Практическое занятие №1

Тема: «Схемы замещения и определение параметров элементов электроэнергетических систем»

Цель: получение навыков формирования схем замещения элементов электрической сети и определения их параметров.

Теоретическая часть

Расчет устойчивости можно проводить как в абсолютных, так и в относительных единицах. Но удобнее такие расчеты производить в системе относительных единиц. Для рассматриваемой системы за базисные величины целесообразно принять: активную мощность (P_0), которая передается генераторами в ОЭС, в данном случае равную мощности нагрузки (P_n) $S_0 = P_0 = P_n$, и значение напряжения на шинах системы $U_0 = U$. Поскольку в электрической системе имеются, как правило, несколько ступеней напряжения, то все сопротивления системы должны быть приведены к одной ступени напряжения, принятой за базисную

$$X_* = X \text{ Ом} \cdot \frac{S_0}{S} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n, \quad (1.1)$$

где X – сопротивление элемента системы в абсолютных единицах на своей ступени напряжения;

K_1, K_2, K_n – коэффициенты трансформации, через данное сопротивление связано со ступенью базисного напряжения (берутся в направлении от ступени с базисным напряжением к ступени с сопротивлением, которое рассчитываем).

В отношении данной системы и принятого базисного напряжения относительные индуктивные сопротивления генераторов станции находится по формулам:

$$X_{г*} = \frac{\%}{100 \cdot n} \cdot \frac{U_{нг}^2}{S} \cdot \frac{S_0}{U^2} \cdot K_T^2 \cdot K^2 \quad \text{АТ,}$$

$$X_{г*} = \frac{\overline{100\%}}{100\%} \quad \text{АТ,} \quad (1.2)$$

$$X_{2*} = \frac{\%}{100 \cdot n} \cdot \frac{U_{нг}^2}{S} \cdot \frac{S_б}{U^2} \cdot K_T^2 \cdot K^2 \quad \text{АТ,}$$

где X_{d*} , X'_{d*} , X_{2*} — синхронное, переходное сопротивления и сопротивление обратной последовательности генераторов станции.

Индуктивные сопротивления трансформатора и автотрансформатора определяются их уравнений:

$$X_{Т*} = \frac{\%}{100} \cdot \frac{U_{нТ}}{S} \cdot \frac{S_б}{U^2} \cdot K_{АТ}, \quad (1.3)$$

$$X_{Т*} = \frac{\%}{100} \cdot \frac{U_{к,В-С}}{S} \cdot \frac{U_{нАТ}^2}{U^2} \cdot \frac{S_б}{U^2}$$

Индуктивное сопротивление одной линии

$$X_{Л*} = X_{АТ} \cdot \frac{L}{L_{АТ}}, \quad (1.4)$$

Индуктивное сопротивление двух параллельных линий

$$X_{Л*} = \frac{L}{L_{*}}. \quad (1.5)$$

Сопротивление нулевой последовательности

$$X_{Л0} = 4X_{Л*}. \quad (1.6)$$

Постоянная механической инерции генераторов станции

$$T_{*} = \frac{T_{нг}}{n}. \quad (1.7)$$

Сопротивление внешней системы в нормальном режиме

$$X_{*} = X_{*} \cdot X_{Л*} \cdot X_{А} \quad (1.8)$$

С

опротивление внешней сети системы при отключении одной линии

$$X_{*} = X_{*} \cdot X_{Л*} \cdot X_{А} \quad (1.9)$$

Мощности, которые выдаются в приемную систему и потребителя нагрузкой:

$$P_{*} = P_{н*} \cdot \frac{n}{б}$$

(1.10)

$$\frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}}$$

Напряжение на шинах системы

$$\frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{б}}} \quad (1.11)$$

В дальнейших примерах знак «*» в относительных единицах величин опускается.

Примеры решения задач

Задача 1

На рисунке 1.1 приведена принципиальная схема электрической системы. Схему замещения данной системы можно представить в виде, приведенном на рисунке 1.2.

Для электрической системы требуется найти параметры схемы замещения.

Параметры элементов системы:

Генератор Г: $P_{\text{нГ}}=150$ МВт, $\cos\varphi_{\text{нГ}}=0,85$, $U_{\text{нГ}}=18$ кВ, $x_{\text{дГ}}=148,7\%$, $x_{2\text{Г}}=18\%$,

$x_{2\text{Г}}=14,5\%$, $T_{\text{Г}}=8,0$ с, $n=1$.

Трансформатора Т: $S_{\text{нТ}}=200$ МВА, $U_{\text{нТ}}=240$ кВ, $K_{\text{Т}}=242/18$, $U_{\text{к}}=11\%$, $n_{\text{Т}}=1$.

Линии Л1, Л2: $l=120$ км, $x_0=0,43$ Ом/км.

Автотрансформатор АТ: $S_{\text{нАТ}}=240$ МВА, $U_{\text{нАТ}}=347$ кВ, $K_{\text{Т}}=347/242$, $U_{\text{к,В-С}}=7,6\%$, $n_{\text{АТ}}=1$.

Нагрузка: $P_{\text{н}}=140$ МВт, $Q_{\text{н}}=70$ Мвар.

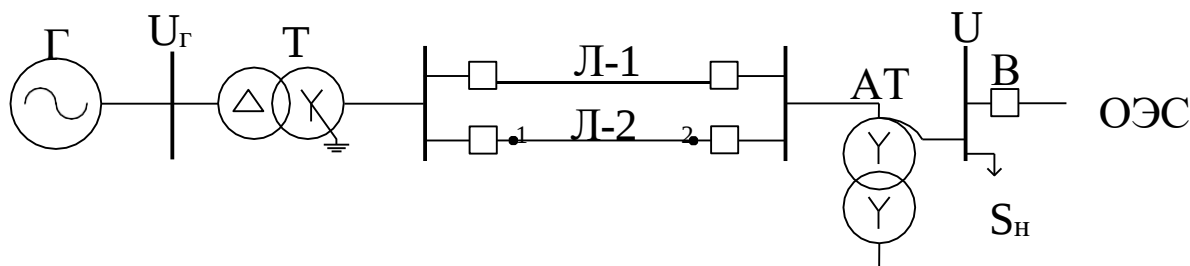
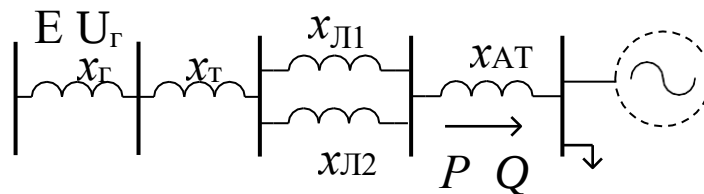


Рисунок 1.1 – Схема электрической системы



ОЭС

0, 0

$P_H + Q_H$

Рисунок 1.2 – Схема замещения электрической системы

Решение задачи. Расчет параметров элементов системы выполним в относительных единицах. Примем в качестве базисных величин номинальное напряжение ОЭС $U_6=330$ кВ и активную номинальную мощность нагрузки $S_6=140$ МВА.

С учетом действительных коэффициентов трансформации получаем следующие значения реактивных

сопротивлений генератора:

$$\frac{U_{нг}^2}{S} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K_T^2 \cdot K^2$$

$$\frac{2 \cdot 0,85 \cdot 140}{100 \cdot 150 \cdot 330^2} \cdot \left(\frac{242}{18}\right)^2 \cdot \left(\frac{347}{242}\right)^2$$

%,

?

нг б

АТ1,3,

?

$$\frac{U_{нг}^2}{S} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K_T^2 \cdot K^2$$

$$\frac{18 \cdot 18^2 \cdot 0,85 \cdot 140}{100 \cdot 150 \cdot 330^2} \cdot \left(\frac{242}{18}\right)^2 \cdot \left(\frac{347}{242}\right)^2$$

АТ 0,16,

$$\frac{U_{нг}^2}{S} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K_T^2 \cdot K^2$$

$$\frac{2 \cdot 0,85 \cdot 140}{100 \cdot 150 \cdot 330^2} \cdot \left(\frac{242}{18}\right)^2 \cdot \left(\frac{347}{242}\right)^2$$

%,

?

нг б

АТ

0,13,

Индуктивные сопротивления трансформатора и автотрансформатора:

?

$$\frac{U_{нТ}}{S} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K^2$$

$$\frac{2}{100 \cdot 200 \cdot 330^2} \cdot \left(\frac{347}{242}\right)^2$$

0,09,

?

$$\frac{U_{нТ}}{S} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K^2$$

$$\frac{2}{100 \cdot 240 \cdot 330^2} = 0,05$$

Индуктивные сопротивления одной линии

$$\sigma_L = \sigma_L \cdot l \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K_{AT}^2 = 0,43 \cdot 120 \cdot \frac{140}{330^2} \cdot \left(\frac{347}{242}\right)^2 = 0,14.$$

Двух линий

$$\sigma_L = 0,07.$$

Сопротивление передающей сети системы в нормальном режиме

$$\sigma = \sigma_L + \sigma_A = 0,09 + 0,07 + 0,05 = 0,21.$$

Мощность нагрузки

$$\sigma_H = 1,$$

$$\sigma_H = 0,5.$$

Постоянная механической инерции генератора

$$\sigma = \frac{8,0 \cdot 1 \cdot 150}{0,85 \cdot 140} = 10,08 \cdot \sigma_{нг} \text{ с.}$$

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. На рисунке 1.1 приведена принципиальная схема электрической системы. Для одного из заданных вариантов (таблицы 1.1 и 1.2) требуется составить схему замещения системы и определить ее параметры.

Таблица 1.1 – Параметры элементов электрической системы

Номер варианта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_{нг}$, МВт	60	200	300	100	150	200	300	160	100	60
$\cos \varphi_{нг}$	0,8	0,9	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9	0,85	0,85	0,85
$U_{нг}$, кВ	10,5	13,8	20	15,75	10,5	15,75	20	18	10,5	6,3
Кол-во блоков, п	1	1	1	3	1	2	2	2	2	2
X_d , %	200	210	186	210	220	197	210	240	190	161
σ , %	32	30	27	35	32,9	29	26	29	28	28
X_2 , %	28	27	22	30	28	25	21	26	24	22
$S_{нт}$, МВА	80	250	400	125	200	250	400	200	125	80

n_T	1	1	1	3	1	2	2	2	2	2
K_T	121/ 10,5	242/ 13,8	330/ 20	242/ 15,75	120/ 10,5	242/ 15,75	230/ 20	242/ 18	120/ 10,5	120/ 6,3
$S_{\text{нАТ}}, \text{МВА}$	125	300	400	125	240	300	400	240	125	125
$n_{\text{АТ}}$	1	1	1	3	1	2	2	2	2	2
$K_{\text{АТ}}$	330/ 115	330/ 242	787/ 330	330/ 242	347/ 115	347/ 242	787/ 330	347/ 242	330/ 121	330/ 121
$U_k, \text{В-С}$	10	11	8	9	10	7	7,6	8	9	10
$U, \text{кВ}$	330	330	750	330	330	330	750	330	330	330
$U_{\text{нл}}, \text{кВ}$	110	220	330	220	110	220	330	220	110	110
$x_0, \text{Ом/км}$	0,42	0,41	0,32	0,40	0,41	0,42	0,33	0,41	0,43	0,42
$P_n, \text{МВт}$	55	180	250	195	140	190	480	300	190	110
Вид КЗ	$K_{(2)}$	$K_{(1,1)}$	$K_{(1)}$	$K_{(2)}$	$K_{(1,1)}$	$K_{(2)}$	$K_{(1,1)}$	$K_{(2)}$	$K_{(1,1)}$	$K_{(2)}$
Место КЗ	1	2	2	1	2	1	2	1	2	1
Длительность КЗ ($t_{\text{отк}}$), с	0,3	0,2	0,16	0,25	0,34	0,24	0,16	0,2	0,35	0,32

Примечания:

1. Значение U_k трансформатора рассчитывается в зависимости от α , β , γ – количество букв в фамилии, имени и отчестве студента:

$$U_k = U_{\text{нл}} \cdot K_T / 3, \%$$

2. Номинальное напряжение трансформаторов $U_{\text{нТ}}$ и автотрансформаторов $U_{\text{нАТ}}$ принять по числителю K_T и $K_{\text{АТ}}$ соответственно.

3. Сопротивление нулевой последовательности линии $x_{\text{л0}}=4,0x_{\text{л}}$.

4. Реактивная мощность нагрузки $Q_n=0,5P_n$.

Таблица 1.2 – Исходные данные по длинам линий и постоянной механической инерции генераторов

Первая буква фамилии	Цифра номера варианта										$T_j, \text{с}$
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
А, Б, В	120	420	520	160	200	300	410	250	60	110	4
Г, Д, Е	125	430	530	180	195	290	400	260	65	120	5
Ж, З, И	130	440	540	190	190	280	390	270	70	130	6
К, Л	135	450	560	200	185	270	380	280	75	140	7
М, Н, О	140	460	580	210	170	260	370	290	80	150	8
П, Р, С	145	470	600	220	175	250	360	300	85	160	9
Т, У, Ф	150	480	620	230	160	240	350	310	90	170	10
Х, Ц, Ч, Ш	155	490	640	240	155	230	340	315	95	180	11

Щ, Э, Ю, Я	160	500	650	250	150	220	330	320	100	190	12
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----

Практическое занятие №2

Тема: «Статическая устойчивость и характеристики мощности электроэнергетических систем»

Цель: получение навыков определения эффективности применения различных типов АРВ простейшей системы.

Теоретическое обоснование

При проведении упрощенных расчетов статической устойчивости синхронные машины представляются по-разному в зависимости от типа автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Общий подход к представлению генератора можно сформулировать следующим образом: в расчетах статической устойчивости генератор представляется такими ЭДС (напряжениями), которые АРВ генератора способны поддерживать неизменными при изменении режима, и сопротивлениями, которые соответствуют им.

Рассмотрим три наиболее характерных типа регулирования возбуждения синхронных машин.

Синхронные машины без автоматического регулятора возбуждения

В этом случае регулирование тока возбуждения возможно только вручную, а синхронный генератор в расчетах устойчивости представляется неизменной ЭДС E_q , приложенной за синхронным сопротивлением x_d . При этом угловую характеристику мощности можно рассчитывать по формуле

$$P = \frac{E_q \cdot U}{x_{\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (2.1)$$

где δ – угол сдвига вектора ЭДС E_q относительно вектора напряжения системы U ;

x_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление системы.

Электродвижущая сила находится из выражения

$$\sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U}\right)^2} \quad (2.2)$$

Таким образом, подставляя постоянные значения E_q , U , $X_{d\Sigma}$ в формулу (2.1) и изменяя угол δ от 0° до 180° , можно построить угловую характеристику мощности системы с генераторами без АРВ (рисунок 2.1, зависимость 1).

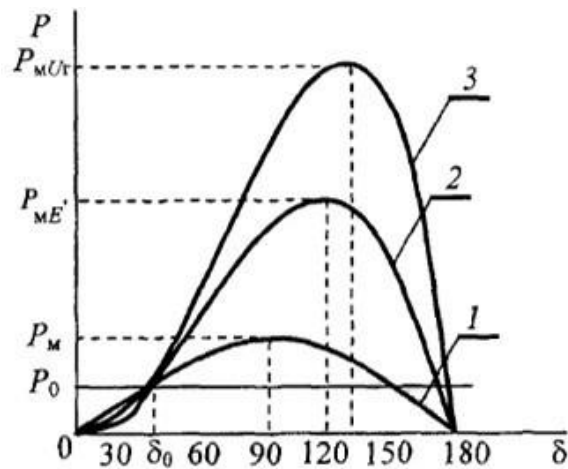


Рисунок 2.1 – Угловые характеристики мощности системы:

1 – с генераторами без АРВ; 2 – с генераторами с АРВ ПТ;

3 – с генераторами с АРВ СД

Установившийся режим системы наступает при равенстве

$$P_T = P \quad (2.3)$$

где P_T – мощность турбины;

P – активная мощность генератора.

Если $P_T = P = P_0$, наступает установившийся режим, который характеризуется углом

$$\delta = \arccos \frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U^2} \quad (2.4)$$

Предел мощности системы имеет место при $\delta=90^\circ$ и находится по формуле

$$P_{\text{max}} = \frac{U^2}{X_{d\Sigma}} \quad (2.5)$$

Коэффициент запаса статической устойчивости вычисляется по формуле

$$K_p = \frac{U_{\Sigma} \cdot \sin \delta}{U_{\Sigma} \cdot \sin \delta_{\text{н}}} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

Коэффициент запаса статической устойчивости системы по активной мощности должен быть больше нормативного, значение которого составляет величину 20% в нормальном режиме, а в аварийном допускается его снижение до 8%.

Синхронная машина с автоматическим регулятором возбуждения пропорционального действия

Автоматический регулятор возбуждения пропорционального действия (АРВ ПД) изменяет ток возбуждения в зависимости от отклонения какихлибо параметров режима (например, U_{Γ} , I_{Γ}), что позволяет обеспечить неизменность ЭДС E' . в этом случае активную мощность генератора можно вычислить из выражения

$$P_{\Gamma} = \frac{E' \cdot U_{\Sigma} \cdot \sin \delta}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta \quad (2.7)$$

где E' – поперечная составляющая переходной ЭДС E' ;

$X'_{d\Sigma}$ – результирующее индуктивное переходное сопротивление системы.

Переходная электродвижущая сила находится из выражения

$$E' = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U} \right)^2} \quad (2.8)$$

Значение угла сдвига ЭДС E' относительно вектора напряжения системы U можно определить из уравнения

$$\frac{U \cdot U_{\Sigma} \cos \delta}{U_{\Sigma}^2 - U^2} = \frac{E' \cdot U_{\Sigma}}{U_{\Sigma}^2 - U^2} \quad (2.9)$$

Величина поперечной составляющей переходной ЭДС рассчитывается по формуле

$$U_{\Sigma} \sin \delta = E' \cos \delta \quad (2.10)$$

Подставляя постоянные значения E' , U , δ , U_{Σ} , E' в формулу (2.9) и изменяя угол δ от 0° до 180° , можно построить угловую характеристику мощности системы с генераторами, оснащенными АРВ ПД (смотри рисунок 2.1), зависимость 2).

Предел передаваемой мощности системы в этом случае можно найти графически, либо по формуле

$$P_{\max} = \frac{E' U_{\Sigma}}{2} \quad (2.11)$$

Необходимо отметить, что предел мощности системы с генераторами с АРВ ПД наступает, как правило, при углах $\delta > 10^\circ$. Коэффициент запаса статической устойчивости вычисляется по формуле (2.6), где $\delta = 10^\circ$.

Синхронная машина с автоматическим регулятором возбуждения сильного действия

Автоматический регулятор сильного действия (АРВ СД) способен обеспечить постоянное напряжение на шинах генератора U_{Γ} , поскольку регулирует ток возбуждения не только по отклонению параметров режима, но и по скорости и ускорению их изменения. В этом случае активная мощность генератора определяется по формуле

$$P_{\Gamma} = \frac{U_{\Gamma} \cdot U_{\Sigma}}{2} \sin 2\delta \quad (2.12)$$

где U_{Γ} – поперечная составляющая напряжения U_{Γ} .

Напряжение на шинах генератора можно найти из выражения

$$U_G = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot x_c}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x_c}{U}\right)^2} \quad (2.13)$$

Угол сдвига вектора напряжения генератора U_G относительно напряжения системы U находится по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_0}{U \cdot I_G} \quad (2.14)$$

Значение поперечной составляющей напряжения системы рассчитывается по уравнению

$$U_G \sin \varphi = U \sin \delta \quad (2.15)$$

Подставляя постоянные значения U_G , U , φ , δ , U_Σ в формулу (2.12) и изменяя угол δ от 0° до 180° , можно построить угловую характеристику мощности системы с генераторами, оснащенными АРВ СД (смотри рисунок 2.1), зависимость 3).

Предел мощности системы с генераторами с АРВ СД находится графически (смотри рисунок 2.1) или по формуле

$$P_{\text{г}} = \frac{U_G^2}{x_c} \quad (2.16)$$

Коэффициент запаса статической устойчивости находится по формуле (2.6), где φ $\varphi_{\text{г}}$, и сравнивается с нормативным значением.

Примеры решения задач

Задача 1

Для электрической системы (рисунок 1.1) с генератором без автоматического регулятора возбуждения, с АРВ ПД и АРВ СД требуется:

1. Построить угловые характеристики мощности.
2. Определить пределы передаваемой мощности.

3. Рассчитать коэффициенты запаса статической устойчивости.

Передаваемую мощность в ОЭС принять равной мощности нагрузки, т.е. $P_0=P_H$, $Q_0=Q_H$, а напряжение на шинах приемной системы $U=330$ кВ. Остальные параметры системы взять из задачи 1 практического занятия 1.

Решение. Общее индуктивное сопротивление системы с генераторами без АРВ

$$X_{\Sigma} = X_c = 1,3 + 0,21 + 1,51.$$

Напряжение на шинах приемной системы в относительных единицах

$$U = U/U_B = 330/330 = 1,0.$$

Электродвижущая сила

$$E = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 1,51}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,51}{1}\right)^2} = 2,31$$

Угол сдвига вектора ЭДС φ относительно вектора напряжения системы и в установившемся режиме

$$\varphi = \arctan \frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 \cdot X_{d\Sigma}} = \arctan \frac{1 \cdot 1,51}{1^2 + 0,5 \cdot 1,51}$$

$40,6^\circ$. Угловая характеристика мощности без АРВ

$$P = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta = \frac{2,31 \cdot 1}{1,51} \cdot \sin \varphi = 1,53 \sin \varphi.$$

По данному выражению, при изменении угла δ от 0° до 180° построена угловая характеристика мощности системы с генератором без АРВ (рисунок 2.2, зависимость 1). Предел мощности достигается при угле $\delta_{M1}=90^\circ$ и равен $P_{M1}=1,53$.

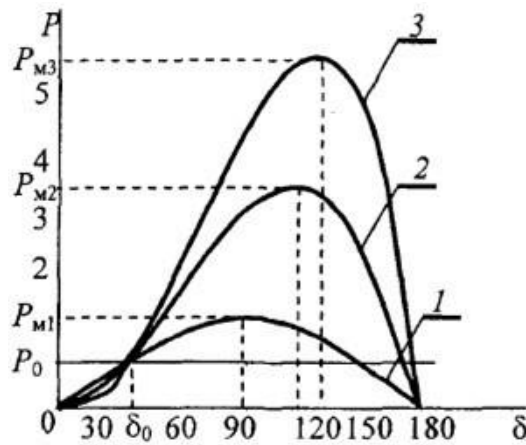


Рисунок 2.2 – Угловые характеристики мощности системы: 1 – генератор без АРВ; 2 – генератор с АРВ ПД; 3 – генератор с АРВ СД

Общее индуктивное переходное сопротивление системы с генераторами, оснащенными АРВ ПД

$$X_{\Sigma} \approx X_c = 0,16 + 2,21 + 0,37.$$

Переходная ЭДС:

$$E' = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 0,37}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,37}{1}\right)^2} = 1,24$$

Угол сдвига ЭДС E' относительно вектора напряжения системы в установившемся режиме

$$\varphi = \arctan \frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}} = \arctan \frac{1 \cdot 0,37}{1^2 + 0,5 \cdot 0,37} = 17,3^\circ.$$

Поперечная составляющая переходной ЭДС

$$E'_q = E' \cos \varphi = 1,24 \cos 40,6^\circ = 0,94 \approx 1,14.$$

Активная составляющая переходной ЭДС с АРВ ПД

$$P = \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{X_{d\Sigma} X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta = \frac{1,14 \cdot 1}{1} \cdot \sin \delta - \frac{1^2}{2} \cdot \frac{3 - 1}{3 \cdot 1} \cdot \sin 2\delta = 1,14 \sin \delta - 0,17 \sin 2\delta$$

По данному выражению, при изменении угла δ от 0° до 180° построена угловая характеристика мощности системы с генератором, оснащенным АРВ ПД (смотри рисунок 2.2, зависимость 2). Предел мощности достигается при угле $\delta_{M2}=117^\circ$ и равен $P_{M2}=3,53$.

Напряжение н шинах генератора

$$U_{Г1} = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot x_c}{1}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x_c}{1}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{0,5 \cdot 0,21}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,21}{1}\right)^2} = 1,13$$

Угол сдвига вектора напряжения генератора относительно напряжения системы в установившемся режиме

$$\varphi_c = \arctan \frac{1 \cdot 0,21}{1^2 + 0,5 \cdot 0,21} = 10,7^\circ$$

Поперечная составляющей напряжения генератора

$$U_{Г\perp} = U_{Г1} \cos \varphi = 1,13 \cos 40,6^\circ = 10,7^\circ = 0,98$$

Угловая характеристика активной мощности генератора с АРВ СД

$$P_{Г} = \frac{U \cdot U}{x_c} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d}{X_{d\Sigma} x_c} \cdot \sin 2\delta =$$

$$\frac{0,91 \cdot 1}{0,21} \cdot \sin \delta - \frac{1^2}{2} \cdot \frac{1,3}{1,51 \cdot 0,21} \cdot \sin 2\delta = 4,67 \sin \delta - 2,05 \sin 2\delta$$

По данному выражению, при изменении угла δ от 0° до 180° построена угловая характеристика мощности системы с генератором, оснащенным АРВ СД (смотри рисунок 2.2, зависимость 3). Предел мощности достигается при угле $\delta_{M3}=122^\circ$ и равен $P_{M3}=5,8$.

Коэффициенты запаса статической устойчивости системы:

, без АРВ –

$$K_P = \frac{P_{M2}}{P_{M3}} = \frac{3,53}{5,8} = 0,53;$$

, с АРВ ПД –

$$K_P = \frac{P_{M2}}{P_{M3}} = \frac{3,53}{5,8} = 2,53;$$

, с АРВ СД

$$- K_P = \frac{P_{M2}}{P_{M3}} = \frac{3,53}{5,8} = 4,8.$$

Таким образом, коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности удовлетворяют нормативным требованиям статической устойчивости. Расчет показывает, насколько эффективно применение различных типов АРВ. Так, применение АРВ ПД увеличивает коэффициент запаса в 4,7 раза, а АРВ СД – более чем в 9 раз.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Для электрической системы (рисунок 1.1) с генератором без автоматического регулятора возбуждения, с АРВ ПД и АРВ СД требуется:

4. Построить угловые характеристики мощности.
5. Определить пределы передаваемой мощности.
6. Рассчитать коэффициенты запаса статической устойчивости.

Передаваемую мощность в ОЭС принять равной мощности нагрузки, т.е. $P_0 = P_n$, $Q_0 = Q_n$, а напряжение на шинах приемной системы $U = 330$ кВ.

Остальные параметры системы взять из практического занятия №1.

Практическое занятие №3

Тема: «Исследование влияния параметров системы на коэффициент запаса статической устойчивости»

Цель: получение навыков определения влияния изменения коэффициента мощности нагрузки, длины линии электропередачи и числа проводов в фазе на коэффициент запаса статической устойчивости.

Теоретическая часть

Теоретическая часть аналогична материалу, приведённому в практическом занятии №2.

Примеры решения задач

Задача 1

Для электрической системы (рисунок 1.1), параметры элементов которой приведены в примере 1 практического занятия №1, требуется исследовать влияние на коэффициент запаса статической устойчивости коэффициента мощности нагрузки, длины линии электропередачи и числа проводов в фазе.

Решение. Проведем серию расчетов, изменяя коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi_n$ от -0,7 до 0,7. При $\cos\varphi_n = -0,7$ имеем:

$$\begin{aligned} Q_n &= Q_n \cdot \frac{1}{\cos\varphi_n} = 1 \cdot \frac{1}{-0,7} = -1,02 \\ \varphi &= \arctan \frac{\sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2}}{U} \\ &= \arctan \frac{\sqrt{\left(1 + \frac{-1,02 \cdot 0,37}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,37}{1}\right)^2}}{1} = 0,72 \\ \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} &= \frac{0,72 \cdot 1}{0,37} = 1,95 \\ K_p &= \frac{1}{1 + \frac{1}{1,95}} = 0,95 \end{aligned}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.1, а на рисунке 3.1.

представлена зависимость K_p от $\cos\varphi_n$.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов для определения зависимости

K_p от $\cos\varphi_n$

$\cos\varphi_n$	Q_n	φ	$P_{пр}$	K_p
-0,7	-1,02	0,72	1,95	0,95
-0,8	-0,75	0,81	2,19	1,19
-0,9	-0,48	0,9	2,43	1,43
1	0	1,07	2,88	1,88
0,9	0,48	1,24	3,34	2,34
0,8	0,75	1,33	3,59	2,59
0,7	1,02	1,43	3,85	2,85

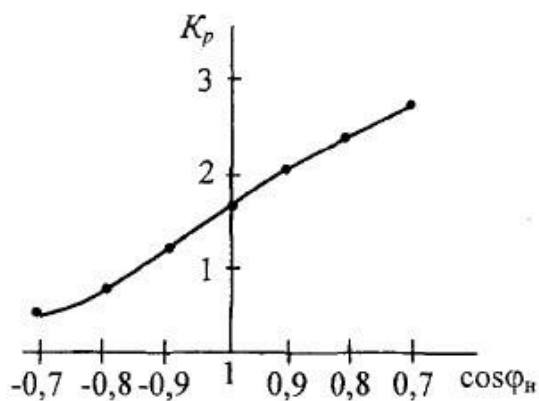


Рисунок 3.1 – Зависимость K_p от $\cos \varphi_n$

Для оценки влияния длины проведем серию расчетов, изменяя длину линии l от $l_0/2$ до $3 l_0$. При $l = l_0/2$ имеем:

$$\varphi_L = \varphi \cdot \frac{l_0}{2} \cdot \frac{S_6}{U^2} \cdot K_{AT}^2 = 0,43 \cdot \frac{0,034}{6} = 0,0024$$

$$\varphi_{\Sigma} = \varphi_T + \varphi_L + \varphi_{AT} = 0,16 + 0,09 + 0,034 + 0,05 = 0,334$$

$$\varphi = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2} \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 0,334}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,334}{1}\right)^2} = 1,21$$

$$\varphi = \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} = \frac{1,21 \cdot 1}{0,334} = 3,63$$

$$K_p = \frac{P_{пр}}{P_{н}} = \frac{2,63}{1} = 2,63$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.2, а на рисунке 3.2 представлена зависимость $K_p = f(l)$.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов для определения зависимости $K_p = f(l)$

l , км	$x_{л}$	φ_{Σ}	φ	$P_{пр}$	K_p
60	0,034	0,334	1,21	3,63	2,63
120	0,068	0,368	1,24	3,37	2,37
240	0,136	0,436	1,29	2,97	1,97
360	0,204	0,504	1,35	2,68	1,68

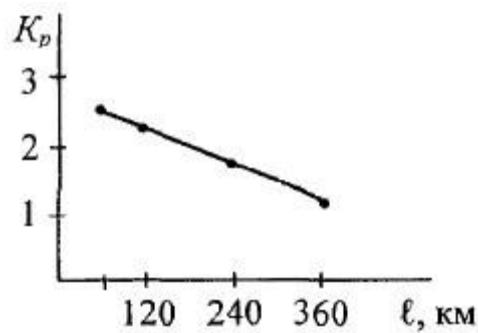


Рисунок 3.2 – Зависимость $K_p=f(l)$

Для оценки влияния числа проводов в фазе проведем серию расчетов, изменяя число проводов от 1 до 4. При двух проводах в фазе:

– эквивалентный радиус провода

$$r_{\text{прэ}} = \sqrt[n]{n \cdot r_{\text{ср}}^n} = \sqrt[2]{12 \cdot 400^{2-1}} = 69,3 \text{ мм};$$

– удельное индуктивное сопротивление линии:

$$x_{\text{л}} = \frac{0,144}{r_{\text{прэ}}} \cdot \frac{S_6}{2} \cdot K_{\text{АТ}} = 0,144 \cdot \frac{12}{2} \cdot 0,3 = 0,3 \text{ Ом/км};$$

$$x_{\text{л}} = \frac{0,144}{r_{\text{прэ}}} \cdot \frac{S_6}{2} \cdot K_{\text{АТ}} = 0,144 \cdot \frac{12}{2} \cdot 0,3 = 0,047;$$

$$x_{\Sigma} = x_{\text{Т}} + x_{\text{л}} + x_{\text{АТ}} = 0,16 + 0,094 + 0,047 + 0,05 = 0,351;$$

$$U_{\text{ф}} = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot x'_{\text{д}\Sigma}}{U} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x'_{\text{д}\Sigma}}{U} \right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 0,351}{1} \right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,351}{1} \right)^2} = 1,23$$

$$\frac{E'_q \cdot U}{x'_{\text{д}\Sigma}} = \frac{1,23 \cdot 1}{0,351} = 3,48$$

$$K_p = \frac{E'_q \cdot U}{x'_{\text{д}\Sigma}} = 3,48$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.3, а на рисунке 3.3 представлена зависимость $K_p=f(N)$.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов для определения зависимости $K_p=f(N)$

N	$r_{\text{прэ}}, \text{ мм}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	$x_{\text{л}}$	x_{Σ}	$U_{\text{ф}}$	$P_{\text{пр}}$	K_p
-----	------------------------------	----------------------	----------------	--------------	----------------	-----------------	-------

1	12	0,42	0,07	0,37	1,24	3,35	2,35
2	69,3	0,3	0,047	0,351	1,23	3,48	2,48
3	124,3	0,26	0,042	0,346	1,22	3,53	2,53
4	166,5	0,25	0,039	0,343	1,22	3,56	2,56

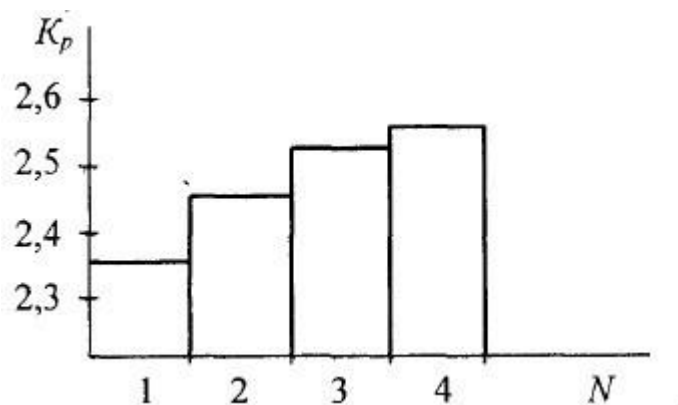


Рисунок 3.3 – Зависимость $K_p=f(N)$

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Для электрической системы (рисунок 1.1), параметры элементов которой приведены в примере 1 практического занятия №1, требуется исследовать влияние на коэффициент запаса статической устойчивости коэффициента мощности нагрузки, длины линии электропередачи и числа проводов в фазе.

Практическое занятие № 4

Тема: «Исследование влияния устройств АРВ на предел передаваемой мощности»

Цель: получение навыков определения влияния применения различных видов устройств регулирования возбуждения на предел передаваемой мощности.

Теоретическая часть

ЭДС явнополюсного генератора и напряжение на шинах станции находится по формулам:

$$\sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X_{q\Sigma}}{r}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{q\Sigma}}{r}\right)^2} \quad (2.43)$$

$$\sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot x_c}{r}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x_c}{r}\right)^2}$$

где $X_{q\Sigma} = x_q + x_c$.

Углы между векторами E_q , $\vec{r}$, U_r , U :

$$\begin{aligned} \cos \theta_{E_q \vec{r}} &= \frac{\vec{E}_q \cdot \vec{r}}{E_q r} \\ \cos \theta_{U_r \vec{r}} &= \frac{\vec{U}_r \cdot \vec{r}}{U_r r} \\ \cos \theta_{U \vec{r}} &= \frac{\vec{U} \cdot \vec{r}}{U r} \end{aligned} \quad (2.44)$$

ЭДС холостого хода

$$\sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{r}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{r}\right)^2} \quad (2.45)$$

$$\frac{U}{r} \frac{X'_{d\Sigma}}{r} \frac{P_0}{r} \frac{X'_{d\Sigma}}{r}$$

где $\cos \delta = \frac{P}{U I}$.

$$\frac{x_d \cdot U}{I} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_\Sigma} \cdot \sin 2\delta$$

Характеристики мощности

$$P_\Sigma = \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_\Sigma} \cdot \sin 2\delta \quad (2.46)$$

или ориентировочно

$$P_\Sigma \approx \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_\Sigma} \cdot \sin 2\delta \quad (2.47)$$

Примеры решения задач

Задача 1

Для электрической системы (рисунок 1.1) с установленными на электростанции явнополюсными генераторами без АРВ, с АРВ ПД и АРВ СД требуется построить угловые характеристики мощности. Исходные данные принимаем из практического занятия 1. Принять $x_q = x_d/1,5$.

Решение. Определяем ЭДС E_q :

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot x_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x_{q\Sigma}}{U}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 1,08}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,08}{1}\right)^2} = 1,88$$

где $x_\Sigma = 0,87$, $x_d = 0,21$, $x_q = 1,08$;

$$\cos \delta = \frac{P}{U I} = \frac{1}{1,88} = 0,87.$$

$$\frac{P_0 \cdot X_{q\Sigma}}{U^2 + Q_0 \cdot X_{q\Sigma}} = \frac{1 \cdot 1,08}{1^2 + 0,5 \cdot 1,08} 35,0^\circ$$

Определяем ЭДС E :

$$E = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,5 \cdot 0,37}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0,37}{1}\right)^2} = 1,24$$

$$\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}} = \frac{1 \cdot 0,37}{1^2 + 0,5 \cdot 0,37} 17,3^\circ$$

$$E \cos \varphi = 1,24 \cos 35,0^\circ = 1,02$$

Напряжение на шинах генератора U_Γ и угол δ_c принимаем из решения практического занятия №2 задача 1: Тогда

$$U_\Gamma \cos \varphi_c = 1,13 \cos 35,0^\circ = 0,92$$

ЭДС холостого хода

$$E = \frac{U_\Gamma}{\cos \varphi_c} = \frac{0,92}{\cos 35,0^\circ} = 1,13$$

Активная мощность генератора без АРВ

$$\frac{E_d \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x_q}{X_{d\Sigma} X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta =$$

$$\frac{1,13 \cdot 1}{1,51 \cdot 1,08} \cdot \sin \delta - \frac{1^2}{2} \cdot \frac{1,08 - 0,37}{1,51 \cdot 1,08} \cdot \sin 2\delta = 1,52 \sin \delta - 0,25 \sin 2\delta$$

Изменяя угол δ от 0° до 180° , строим угловую характеристик мощности системы (рисунок 4.2, зависимость 1).

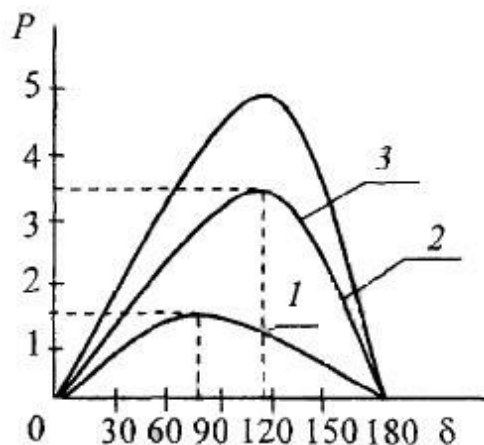


Рисунок 4.2 – Угловые характеристики мощности системы:

1 – генератора без АРВ; 2 – генератор с АРВ ПД; 3 – генератор с АРВ СД

Активная мощность генератора с АРВ ПД

$$P = \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_q - x'_d}{X_{q\Sigma} X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta =$$

$$\frac{1,18 \cdot 1}{1,08 \cdot 0,37} \cdot \sin \delta - \frac{1^2}{2} \cdot \frac{0,21 - 0,15}{1,08 \cdot 0,37} \cdot \sin 2\delta = 3,19 \sin \delta - 0,089 \sin 2\delta$$

По данному выражению построена угловая характеристика мощности системы с генератором с АРВ ПД (рисунок 4.2, зависимость 2).

Активная мощность генератора с АРВ СД

$$P = \frac{U \cdot U}{x_c} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_q - x_c}{X_{q\Sigma} x_c} \cdot \sin 2\delta =$$

$$\frac{1,02 \cdot 1}{2} \cdot \sin \delta - \frac{1^2}{2} \cdot \frac{0,21 - 0,21}{1,08 \cdot 0,21} \cdot \sin 2\delta = 4,86 \sin \delta - 1,46 \sin 2\delta$$

По данному выражению построена угловая характеристика мощности системы с генератором с АРВ СД (рисунок 4.2, зависимость 3).

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Для электрической системы (рисунок 1.1) с установленными на электростанции явнополюсными генераторами без АРВ, с АРВ ПД и АРВ СД требуется построить угловые характеристики мощности. Исходные данные принимаем из практического занятия №1. Принять $x_q = x_d / 1,5$.

Практическое занятие №5

Тема: «Динамическая устойчивость электроэнергетических систем»

при двухфазном коротком замыкании»

Цель: получение навыков построения динамических характеристик системы при двухфазном коротком замыкании.

Теоретическая часть

Упрощенные расчеты динамической устойчивости электрических систем выполняются при представлении синхронных машин переходными ЭДС E' , приложенными за переходными сопротивлениями X_d' . Для определения предельного угла отключения КЗ построим динамические характеристики системы для трех режимов, которые нами рассматриваются:

- исходного;
- аварийного, при КЗ;
- послеаварийного, при отключении поврежденной линии электропередачи.

Для исходного режима схема замещения данной системы имеет вид, представленный на рисунке 5.1, а. Активную мощность можно найти по формуле

$$P = \frac{E' U}{X_{\Sigma}} \sin \delta \sin \varphi \quad (5.1)$$

где $\frac{E' U}{X_{\Sigma}}$ – амплитуда характеристики мощности исходного нормального режима.

Угол δ , как отмечалось ранее, характеризует сдвиг вектора ЭДС E' относительно вектора U , но далее для упрощения знак «'» опускается. Поэтому исходный режим будет характеризоваться углом δ .

Схема замещения системы в аварийном режиме отличается от схемы в нормальном режиме тем, что в месте КЗ дополнительно подключается сопротивление аварийного шунта $x_{ш}$ (рисунок 5.1, б) для случая, когда КЗ

возникает в точке 1 системы, которая нами рассматривается. Величина $x_{ш}$ в значительной степени зависит от вида КЗ (таблица 5.1).

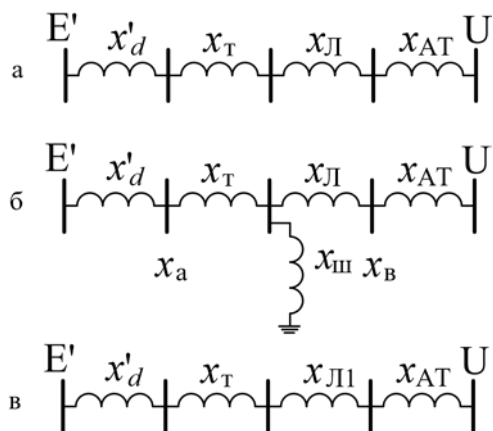


Рисунок 5.1 – Схемы замещения системы:

а – исходный режим; б – аварийный режим; в – послеаварийный режим
Таблица 5.1 – Зависимость сопротивления шунта от вида КЗ

Вид КЗ	Схема шунта	Сопротивление шунта
Однофазное		$x_{ш}=x_0+x_2$
Двухфазное		$x_{ш}=x_2$
Двухфазное на землю		$x_{ш} = \frac{x_0 \cdot x_2}{x_0 + x_2}$
Трёхфазную		$x_{ш}=0$

Для выявления сопротивления нулевой последовательности x_0 и обратной последовательности x_2 последовательно составляются соответствующие схемы замещения (рисунок 5.2).

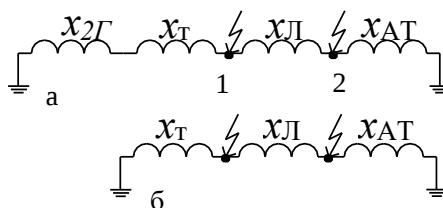


Рисунок 5.2 – Схемы замещения системы:

а – обратной последовательности; б – нулевой последовательности

Искомые величины сопротивлений находятся путем свертывания схем относительно точки КЗ. Так, например, при КЗ в точке 1 значения сопротивлений находятся по формулам:

$$x_{1a} = \frac{x_{гТ} x_{Л} + x_{Л} x_{АТ}}{x_{гТ} + x_{Л} + x_{АТ}}; \quad (5.2)$$

$$x_{1в} = \frac{x_{ТЛ} x_{АТ}}{x_{ТЛ} + x_{АТ}}.$$

Результирующее сопротивление системы в аварийном режиме можно найти в соответствии с выражением

$$x_{ав} = x_a + x_{в\text{ш}}, \quad (5.3)$$

где x_a – суммарное сопротивление элементов системы от ЭДС до точки КЗ; $x_{в\text{ш}}$ – суммарное сопротивление элементов системы от точки КЗ до шин приемной системы (вектор U).

Для случая КЗ в точке 2 системы

$$x_a = x_{гТ} + x_{Л}, \quad x_{в\text{ш}} = x_{АТ}.$$

Активная мощность в аварийном режиме находится по формуле

$$P_{ав} = \frac{U_a^2}{x_{ав}} \sin \varphi_{ав} = U_a^2 \sin \varphi_{ав}, \quad (5.4)$$

где U_a – амплитуда характеристики мощности в аварийном режиме при КЗ.

В системе КЗ устраняется путем отключения поврежденного элемента. В данном случае это отключение одной линии Л-2, где возникло КЗ. Таким образом, схема замещения системы в послеаварийном режиме имеет вид, приведенный на рисунке 5.1, в. Активную мощность можно найти из уравнения

$$P_{па} = \frac{U_a^2}{x_{па}} \sin \varphi_{па} = U_a^2 \sin \varphi_{па}, \quad (5.5)$$

где U_a – амплитуда характеристики мощности в послеаварийном

режиме;

$R_{\text{па}}$ R $R_{\text{т}}$ $R_{\text{л}}$ $R_{\text{ат}}$ – результирующее сопротивление системы в послеаварийном режиме при отключении КЗ.

Подставляя неизменные значения амплитуд мощности в формулы (5.1), (5.4), (5.5) и изменяя угол δ от 0° до 180° , можно построить динамические угловые характеристики системы, приведенные на рисунке 5.3.

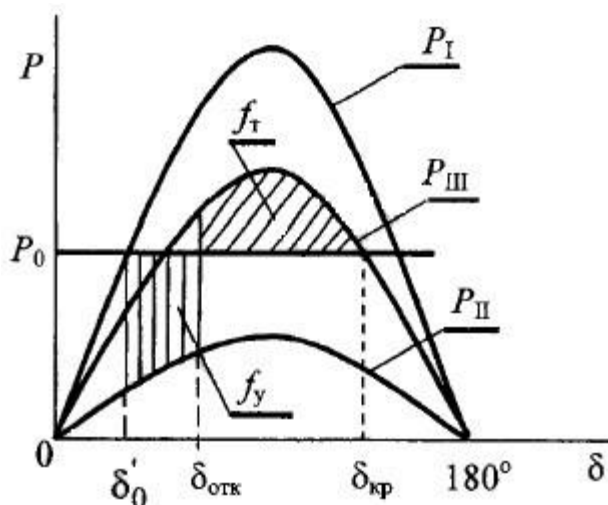


Рисунок 5.3 – Динамические характеристики системы в различных режимах: P_I – исходный; P_{III} – аварийный; P_{II} – послеаварийный

Из условия равенства площадей ускорения f_y и торможения f_t (смотри рисунок 5.3) найдем предельный угол отключения КЗ

$$\cos \delta_{\text{откр}} = \frac{P_{II} - P_{III}}{P_I - P_{III}} \quad (5.6)$$

В этом выражении углы измеряются в градусах.

Критический угол (смотри рисунок 5.3) рассчитывается по формуле

$$\delta_{\text{кр}} = 180^\circ - \delta_{\text{откр}} \quad (5.7)$$

Для изображения площадок ускорения и торможения необходимо выполнить штриховку от механической мощности P_0 до характеристик электрической мощности соответствующего режима при изменении угла δ .

Для обеспечения динамической устойчивости системы средствами автоматики и защиты в большинстве случаев необходимо знать предельное время отключения КЗ ($t_{отк}^{пр}$). Чтобы найти $t_{отк}^{пр}$, необходимо построить зависимость $\delta=f(t)$. Последнюю можно вычислить из уравнения движения ротора синхронного генератора

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{P}{J}, \quad (5.8)$$

где P – электромагнитная мощность, которая отдается генератором в сеть.

Решим это уравнение методом последовательных интервалов (численное интегрирование). Для этого необходимо выбрать длительность расчетного интервала Δt (для ручных вычислений рекомендуется принять $\Delta t=0,05$ с, для машинных – $\Delta t=0,01-0,02$ с).

Первый интервал (0–0,05 с)

Электрическая мощность, которая выдается генераторами в первый момент после возникновения КЗ:

$$P = P_{\text{н}} \sin \delta_0$$

Избыток мощности в начале первого интервала

$$\Delta P = P - P_{\text{н}}$$

Приращение угла за первый интервал:

$$\Delta \delta = 0,5 \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}} \Delta t^2, \\ \delta = \delta_0 + \Delta \delta,$$

где K – постоянный коэффициент; f – частота.

Угол в конце первого интервала

$$\delta = \delta_0 + \Delta \delta$$

Второй интервал (0,05–0,1 с)

$$P = P_{\text{н}} \sin \delta$$

$$\Delta P = P - P_{\text{н}}$$

$$\Delta \delta = \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}} \Delta t^2$$

$$\Delta\delta = \Delta\delta_0 + \Delta\delta_1$$

Расчет третьего и последующих интервалов (например, n -го) выполняется аналогично по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} \sin \delta_{n-1} \\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} \sin \delta_{n-1} \\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} \sin \delta_{n-1} \end{aligned} \quad (5.9)$$

По результатам расчетов строится кривая $\delta=f(t)$ (рисунок 5.4). зная значения $\delta_{отк}^{пр}$, на данной кривой находим $t_{отк}^{пр}$ (смотри рисунок 5.4). Если $\delta_{отк}^{пр} > \delta_{отк}$, то динамическая устойчивость системы обеспечивается, в противном случае необходимо принимать дополнительные меры для сохранения устойчивости при данном КЗ.

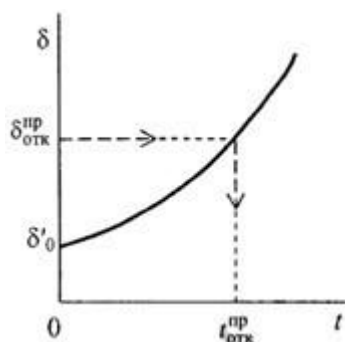


Рисунок 5.4 – Определение максимально допустимого времени отключения короткого замыкания

Примеры решения задач

Задача 1

В электрической системе (смотри рисунок 1.1 практического занятия №1) на линии Л2 вблизи электростанции возникает двухфазное КЗ на землю. Релейной защитой данная линия отключается.

Требуется:

1. Определить параметры схемы замещения системы в аварийном и послеаварийном режимах.

2. Построить динамические характеристики мощности системы.

3. Рассчитать максимально допустимый угол и время отключения КЗ.

Параметры элементов системы:

Сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи

$$x_{0Л} = 4,05 \Omega.$$

Схема соединений обмоток: Т – треугольник/звезда, АТ – звезда/звезда.

Остальные недостающие параметры взять из примеров практического занятия №1 и №2.

Решение. Схемы замещения системы для токов обратной и нулевой последовательности имеют вид, приведенный на рисунке 5.2.

Эквивалентные сопротивления схем обратной последовательности:

$$x_{0\Sigma} = x_{0Л} + x_{0Т} + x_{0АТ} = 4,05 + 0,08 + 0,09 = 4,22 \Omega$$

$$\frac{0,09(4 \cdot 0,07 + 0,05)}{0,09 + 4 \cdot 0,07 + 0,05} = 0,07$$

последовательности:

$$x_{0\Sigma} = x_{0Л} + x_{0Т} + x_{0АТ} = 4,05 + 0,08 + 0,09 = 4,22 \Omega$$

Значение сопротивления аварийного шунта

$$x_{ш} = \frac{1}{\frac{1}{x_{0Л}} + \frac{1}{x_{0Т}} + \frac{1}{x_{0АТ}}} = 0,037 \Omega$$

Результирующее сопротивление системы в аварийном режиме

$$x_{ав\Sigma} = x_{0Л} + x_{0Т} + x_{0АТ} + x_{ш} = 4,05 + 0,08 + 0,09 + 0,037 = 4,257 \Omega$$

Общее сопротивление системы при отключении одной линии

$$x_{\Sigma} = x_{0Л} + x_{0Т} + x_{0АТ} = 4,05 + 0,16 + 0,09 + 0,14 + 0,05 + 0,44 = 4,93 \Omega$$

Угловая характеристика мощности в исходном режиме

$$P_I = 3,35 \sin \delta, \quad P_{III} = 1,24 \sin \delta, \quad P_{II} = 3,35 \sin \delta, \quad P_0 = 1,24 \sin \delta$$

Угловая характеристика мощности в аварийном режиме

$$P_I = 1,05 \sin \delta, \quad P_{III} = 1,05 \sin \delta, \quad P_{II} = 1,05 \sin \delta, \quad P_0 = 1,05 \sin \delta$$

Угловая характеристика мощности в послеаварийном режиме

$$P_I = 2,82 \sin \delta, \quad P_{III} = 2,82 \sin \delta, \quad P_{II} = 2,82 \sin \delta, \quad P_0 = 2,82 \sin \delta$$

По данным выражениям, изменяя угол δ от 0° до 180° , на рисунке 5.5 построены динамические характеристики мощности системы для трех рассматриваемых режимов.

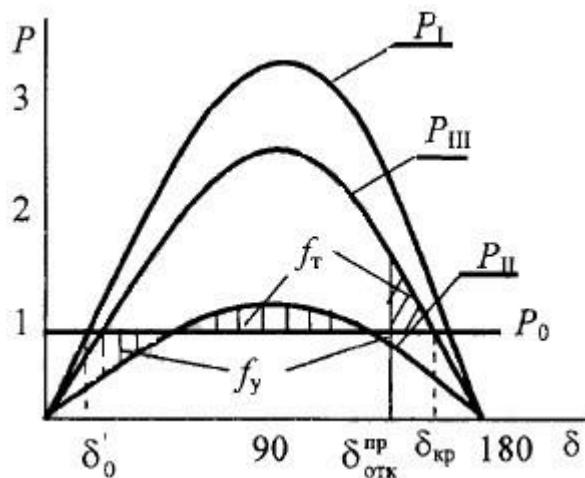


Рисунок 5.5 – Динамические характеристики мощности системы в режимах: I – исходный; III – аварийный; II – послеаварийный

Критический угол

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \arccos \left(\frac{P_{II}}{P_I} \right) = 180^\circ - \arccos \left(\frac{1,05}{3,35} \right) = 159,2^\circ$$

Предельный угол отключения КЗ

$$\delta_{отк} = \delta_{пр} - \delta_{кр} = 131,0^\circ$$

По результатам расчетов заштрихуем площадку торможения и ускорения (смотри рисунок 5.5). Поскольку геометрически $f_y = f_t$, следовательно, расчет $\delta_{отк}^{пр}$ выполнен правильно.

Уравнение движения ротора генератора решим методом последовательных интервалов. Длительность расчетного интервала примем $\Delta t = 0,05$ с.

Значение постоянного коэффициента

$$\delta \quad \frac{360 f \Delta t^2}{T_j} = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0,05^2}{4,46} \quad 4,46^\circ.$$

Значение электрической мощности в первый момент возникновения КЗ

$$\delta \quad P \sin \delta \quad 1,05 \sin 17,3^\circ \quad 0,31.$$

Избыток мощности в начале первого интервала

$$\Delta P \quad P \quad 1 \quad 0,31 \quad 0,69.$$

Изменение угла за первый интервал

$$\Delta \delta \quad 0,5 \delta \Delta P \quad 0,5 \cdot 4,46 \cdot 0,69 \quad 1,54^\circ.$$

Угол к концу первого интервала

$$\delta \quad \delta \Delta \delta \quad 17,3 \quad 1,54 \quad 18,84^\circ.$$

Второй интервал (0,05...0,1 с):

$$\delta \quad P \sin \delta \quad 1,05 \sin 18,84^\circ \quad 0,34,$$

$$\Delta P \quad P \quad 1 \quad 0,34 \quad 0,66, \Delta \delta \quad \delta \quad \delta \Delta \delta \quad 1,54 \quad 4,46 \cdot 0,66$$

$$4,48^\circ, \delta \quad \delta \Delta \delta \quad 18,84 \quad 4,48 \quad 23,32^\circ.$$

По результатам дальнейших расчетов на рисунке 5.6 построена кривая $\delta = f(t)$. По ней, исходя из значения $\delta_{отк}^{пр} = 131,0^\circ$, определяем $\delta_{отк}^{пр} = 0,61$ с. Таким образом, если действительное время отключения КЗ меньше 0,61 с, то динамическая устойчивость рассматриваемой системы при данном виде повреждения обеспечивается.

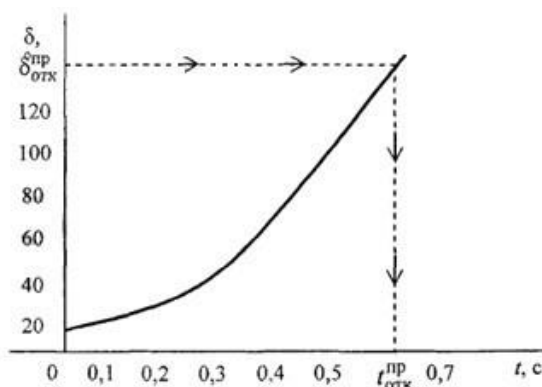


Рисунок 5.6 – Определение предельного времени отключения КЗ

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. В электрической системе (смотри рисунок 1.1 практического занятия №1) на линии Л2 вблизи электростанции возникает двухфазное КЗ на землю. Релейной защитой данная линия отключается.

Требуется:

1. Определить параметры схемы замещения системы в аварийном и послеаварийном режимах.
2. Построить динамические характеристики мощности системы.
3. Рассчитать максимально допустимый угол и время отключения КЗ.

Параметры элементов системы:

Сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи

$\varnothing_{\text{л}}$ 4,05 $\varnothing_{\text{л}}$.

Схема соединений обмоток: Т – треугольник/звезда, АТ – звезда/звезда.

Остальные недостающие параметры взять из задач практического занятия №1 и №2.

Практическое занятие №6

Тема: «Динамическая устойчивость электроэнергетических систем при различных видах возмущающих воздействий»

Цель: получение навыков построения динамических характеристик системы при кратковременном отключении двухцепной ЛЭП, включении одной цепи линии и коротком замыкании в начале линии.

Теоретическая часть

При отключении линий передаваемая мощность ОЭС равна нулю, т.е. 0.

Критический угол определяется выражением

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \arccos \left(\frac{P_{пр}}{P_{кр}} \right). \quad (6.1)$$

Предельный угол включения линий электропередачи

$$\delta_{вкл} = \arccos \left(\frac{P_{пр}}{P_{кр}} \right). \quad (6.2)$$

Предельное время включения линий находится из уравнения

$$t_{вкл} = \sqrt{\frac{T_J (\delta_{вкл}^{пр} - \delta_0')}{\omega_0^2}}. \quad (6.3)$$

Примеры решения задач

Задача 1

В схеме, приведенной на рисунке 1.1, отключаются и затем вновь включаются обе линии электропередачи. Требуется определить предельное время включения линий для сохранения динамической устойчивости и графически изобразить площадки торможения и ускорения в рассматриваемом переходном режиме.

Параметры схемы и исходного режима взять из практического занятия №3.

Решение. При отключении линий передаваемая мощность ОЭС равна нулю, т.е. $P = 0$.

Критический угол

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \arccos \left(\frac{P_0}{P_{\text{кр}}} \right) = 180^\circ - \arccos \left(\frac{1}{1,627} \right) = 162,7^\circ.$$

Предельный угол включения линий электропередачи

$$\delta_{\text{вклпр}} = \arccos \left(\frac{P_0}{P_{\text{кр}}} \right) = \arccos \left(\frac{1}{1,627} \right) = 37,3^\circ.$$

$$\delta_{\text{вкл}} = 90^\circ - \delta_{\text{вклпр}} = 90^\circ - 37,3^\circ = 52,7^\circ.$$

Определим предельное время включения линий:

$$t_{\text{вклпр}} = \sqrt{\frac{T_j(\delta_{\text{вкл}}^{\text{пр}} - \delta_0')}{P_0}} = \sqrt{\frac{10,08(52,7^\circ - 17,3^\circ)}{1}} = 0,31 \text{ с.}$$

Характер процесса при отключении и включении линий показан на рисунке 6.1.

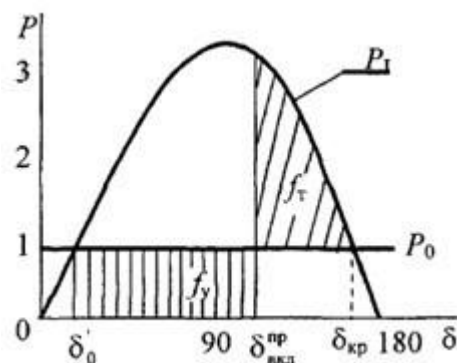


Рисунок 6.1 – Характеристики мощности и площадки торможения и ускорения в режиме отключения и предельно допустимого включения линий

Задача 2

В схеме, приведенной на рисунке 1.1, отключаются обе линии электропередачи. После отключения включается только одна из линий.

Требуется определить предельное время включения линий для сохранения динамической устойчивости и графически изобразить площадки ускорения и торможения в рассматриваемом переходном режиме. Параметры схемы и исходного режима взять из практического занятия №3.

Решение. При отключении линий передаваемая мощность ОЭС равна нулю, т.е. $P = 0$.

Критический угол

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \arccos \left(\frac{P_{III}}{P_I} \right) = 180^\circ - \arccos \left(\frac{159,2}{180} \right) = 159,2^\circ.$$

Предельный угол включения линий электропередачи

$$\delta_{вкл} = \arccos \left(\frac{P_{III}}{P_I} \right) = \arccos \left(\frac{159,2}{180} \right) = 93^\circ.$$

Предельное время включения линий:

$$t_{вклпр} = \sqrt{\frac{T_j(\delta_{вкл}^{пр} - \delta_0')}{10,08(93^\circ - 17,3^\circ)}} = 0,29 \text{ с.}$$

Характер процесса при отключении двух линий и включении только одной линии показан на рисунке 6.2.

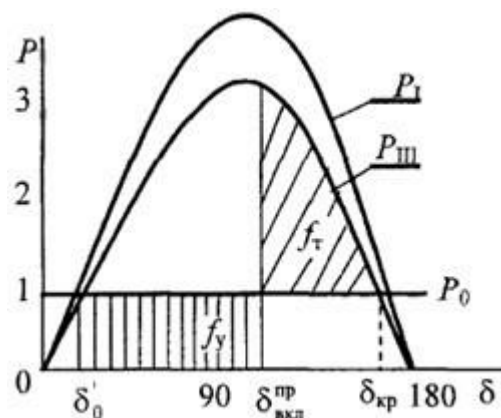


Рисунок 6.2 – Характеристики мощности и площадки ускорения и торможения в режиме отключения и предельно допустимого включения линий

Задача 3

В схеме, приведенной на рисунке 1.1, на линии Л-2 вблизи электростанции возникает двухфазное КЗ. В момент времени t_1 оно переходит в трехфазное, а затем, в момент времени t_2 , поврежденная линия отключается.

Требуется определить, сохранится ли динамическая устойчивость, если моменту времени t_1 соответствует угол 45° , t_2 – угол 60° .

Параметры схемы и исходного режима аналогичны параметрам практического занятия №3.

Решение. Значение сопротивления аварийного шунта $x_{ш}=x_2=0,08$.

Общее сопротивление системы при двухфазном КЗ

$$\frac{x_{ав} x_{\Sigma}}{x_{ав} + x_{\Sigma}} = \frac{0,37 \cdot 0,75}{0,37 + 0,75} = 0,25$$

Угловая характеристик мощности в аварийном режиме

$$P_{ав} = 1,24 \sin \delta, \quad Q_{ав} = 1,65 \sin \delta, \quad \delta = 1,65.$$

Угловая характеристика мощности в исходном режиме

$$P = 3,35 \sin \delta, \quad Q = 3,35.$$

Угловая характеристика мощности в послеаварийном режиме

$$P = 2,82 \sin \delta, \quad Q = 2,28.$$

При трехфазном КЗ передаваемая мощность равна нулю.

По данным выражениям, изменяя угол δ от 0° до 180° , на рисунке 6.3 построены динамические характеристики мощности системы для трех рассматриваемых режимов. Определим площадки торможения и ускорения. Так как возможная величина площадки ускорения оказалась меньше, чем площадка торможения, динамическая устойчивость сохраняется.

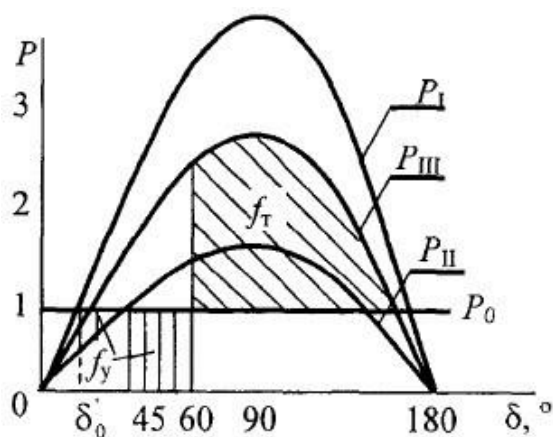


Рисунок 6.3 – Динамические характеристики мощности системы

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. В схеме, приведенной на рисунке 1.1, отключаются и затем вновь включаются обе линии электропередачи. Требуется определить предельное время включения линий для сохранения динамической устойчивости и графически изобразить площадки торможения и ускорения в рассматриваемом переходном режиме.

Параметры схемы и исходного режима взять из практического занятия №3.

Задача 2. В схеме, приведенной на рисунке 1.1, отключаются обе линии электропередачи. После отключения включается только одна из линий. Требуется определить предельное время включения линий для сохранения динамической устойчивости и графически изобразить площадки ускорения и торможения в рассматриваемом переходном режиме. Параметры схемы и исходного режима взять из практического занятия №3.

Задача 3. В схеме, приведенной на рисунке 1.1, на линии Л-2 вблизи электростанции возникает двухфазное КЗ. В момент времени t_1 оно переходит в трехфазное, а затем, в момент времени t_2 , поврежденная линия отключается.

Требуется определить, сохранится ли динамическая устойчивость, если моменту времени t_1 соответствует угол 45° , t_2 – угол 60° .

Параметры схемы и исходного режима аналогичны параметрам практического занятия №3.

Практическое занятие №7

Тема: «Расчет статической устойчивости электрических систем при нагрузке заданной постоянным сопротивлением»

Цель: получение навыков определения запаса статической устойчивости энергосистемы по идеальному и действительному пределу мощности.

Теоретическая часть

Под устойчивостью понимают способность системы возвращаться в исходное состояние после отклонения параметров режима. Статическая устойчивость это устойчивость при малых возмущениях без учета фактора времени (рабочие коммутации в электрической системе). Проблема устойчивости существует не только применительно ко всей системе электроснабжения, но и к отдельно взятой нагрузке, поскольку последняя, при определенных условиях, также может быть неустойчивой.

При расчете устойчивости электрических систем по практическим критериям (как правило, это скорость изменения параметров режима или параметров системы не обязательно с привязкой ко времени) нагрузку часто представляют упрощенно в виде постоянного комплексного сопротивления, что позволяет всегда сбалансировать мощность нагрузки с мощностью генераторов. Однако следует иметь в виду, что переходные процессы в нагрузке, не нарушая устойчивости самой нагрузки, влияют на режим работы электропередачи и могут быть причиной аварий. В этом случае статическая устойчивость оценивается по практическому критерию

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} \cdot 0, d \cdot \quad (7.1)$$

где P – активная мощность передающей станции;

δ_{12} – угол сдвига между векторами электродвижущей силы (ЭДС) генератора передающей станции и генератора местной станции.

Запас устойчивости по мощности определяется по максимуму зависимости $P \cdot f(\delta_{12})$ при изменяющемся напряжении на нагрузке:

$$K_{з. P.} = \frac{P_{\max} \cdot P_0}{100\%, P_0} \quad (7.2)$$

где $P_{\max}$ – максимальная мощность передающей станции;

P_0 – мощность передающей станции в исходном режиме.

При оценке статической устойчивости системы исходят из постоянства ЭДС генераторов, как передающей станции, так и генераторов местной станции, входящих в узел нагрузки. В относительных единицах (о.е.), эти ЭДС определяются по формуле:

$$E_i = \sqrt{U^2 + \left(\frac{Q_{ni}}{U} X_{ci} \right)^2 + \left(\frac{P_{ni}}{U} X_{ci} \right)^2} \quad (7.3)$$

где U – напряжение узловой точки системы, к которой подключена нагрузка, в относительных единицах;

P_{ni}, Q_{ni} – активная и реактивная мощности, поступающие к узловой точке от соответствующего генератора, о.е.;

X_{ci} – результирующее сопротивление цепи от точки приложения ЭДС соответствующего генератора до шин нагрузки, о.е.

Для расчета угловой характеристики активной мощности передающей станции используют формулу [1]:

$$P_{11} = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\alpha_{11} - \alpha_{12}), \quad (7.4)$$

где Z_{11} и Z_{12} – собственное и взаимное сопротивление передающей станции, соответственно, о.е.; α_{11} и α_{12} – углы потерь собственного и взаимного сопротивлений, соответственно.

Максимум характеристики (2) дает значение действительного предела мощности передающей станции, который достигается при условии:

$$\alpha_{11} = \arccos \frac{E_2 Z_{12}}{E_1 Z_{11}} \cos \alpha_{12} \quad (7.5)$$

или $\alpha_{11} = 90^\circ$

Из рассмотрения выражений (7.4) и (7.5) следует, что при представлении нагрузки неизменным комплексным сопротивлением, не обязательно учитывать характер изменения напряжения на ее шинах. Отметим, что в соответствии с выражением (7.4) влияние нагрузки на действительный предел передаваемой мощности проявляется через параметры собственного Z_{11} и взаимного Z_{12} сопротивлений.

В этом случае выражение угловой характеристики местной станции записывается аналогично, но в предположении, что при увеличении мощности передающей станции мощность местной станции уменьшается. Поэтому угол потерь взаимного сопротивления α_{12} записывается со знаком «ПЛЮС».

$$E_2^2 = E_1 \cdot E_2 \cdot \frac{P_2}{Z_{22}} \cdot \sin(\alpha_{22}) \cdot \frac{E_1}{Z_{12}} \cdot \sin(\alpha_{12}) \quad (7.6)$$

В соответствии с выражениями (2) *максимум* угловой характеристики передающей станции наступает при угле $90^\circ - \alpha_{12}$, *минимум* угловой характеристики местной станции наступает при угле $90^\circ + \alpha_{12}$. Таким образом, расхождение между максимумом угловой характеристики передающей станции и минимумом угловой характеристики местной станции составляет $2\alpha_{12}$. Отметим, в случае замены местной станции шинами бесконечно большой мощности предел мощности и предел устойчивости совпадут, поэтому в системе двух станций имеется возможность работы на пределе мощности без потери устойчивости при малых толчках нагрузки.

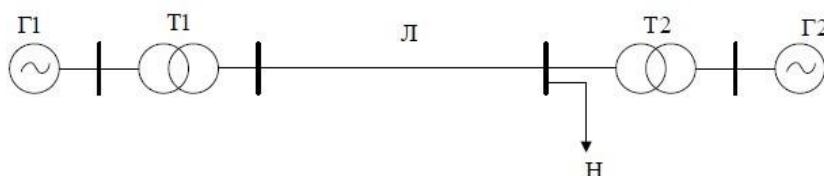
Для простейшей электропередачи, передающая сторона которой представлена генератором Г1 и трансформатором Т1, а приемная – местной станцией Г2, трансформатором Т2 и нагрузкой Н, схема которой показана на рисунке 4.1 а, собственное и взаимное сопротивления простейшей Т-образной схемы замещения (рисунок 7.1 б) определяется по формулам:

$$Z_{11} = \frac{jX_{c2} \cdot Z_H}{jX_{c2} \cdot Z_H + Z_{12} \cdot j(X_{c1} + X_{c2})} \quad (7.7)$$

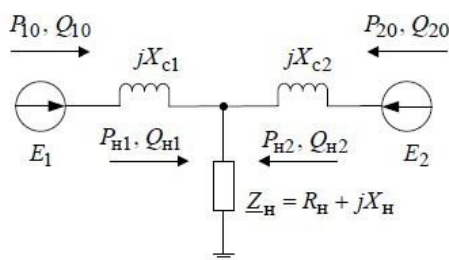
где Z_H – сопротивление нагрузки в относительных единицах (о.е.).

Полное комплексное сопротивление нагрузки, с учетом рекомендаций, при известных значениях напряжения U , полной мощности нагрузки $S_{\text{нагр}}$ и $\cos\varphi_{\text{нагр}}$ можно определить по формуле:

$$\underline{Z}_H = \frac{U^2}{S_{\text{нагр}}} \cos\varphi_{\text{нагр}} + j \frac{U^2}{S_{\text{нагр}}} \sin\varphi_{\text{нагр}}$$



а)



б)

$$U^2 \quad (7.8)$$

Рисунок 7.1 – Исследуемая схема простейшей электропередачи:

а) – принципиальная схема электропередачи; б) – Т-образная схема замещения в случае представления нагрузки постоянным сопротивлением

Примеры решения задач

Задача 1

Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 7.2, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности.

Номинальные характеристики элементов простейшей электрической системы и заданные параметры исходного режима:

Передающая станция:

Генератор Г1: $P_H=50$ МВт, $x_d=1,2$; $\beta=0,3$; $\cos\varphi=0,8$

Трансформатор Т1: $S_H=63$ МВТ; $U_K=10,5\%$; $K_T=110/13,8$

Линия электропередачи: двухцепная, $U_{ном}=110$ кВ, $l=104$ км

Приемная система:

Генератор Г2: $P_H=130$ МВТ, $x_d=1,5$; $\cos\varphi=0,85$

Трансформатора Т2: $S_H=160$ МВТ; $U_K=12\%$; $K_T=115/10,5$

Нагрузка Н: $P_H=150$ МВТ, $\cos\varphi=0,8$

$$P_{H1}=50 \text{ МВТ, } \cos\varphi=0,8$$

Решение задачи 1.

1. Расчет коэффициента запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности.

Известно, что при расчете коэффициента запаса $K_{з.р}$ по идеальному пределу мощности принимают, что генератор Г1 отдает мощность в приемную систему несоизмеримо большой мощности. При этих условиях напряжение на шинах нагрузки неизменно по величине и фазе при любых режимах электропередачи, а схема замещения имеет вид, показанный на рисунке 7.3.

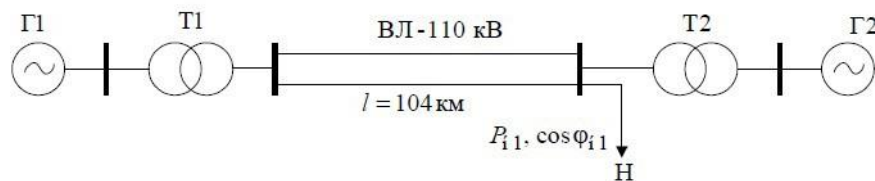


Рисунок 7.2 – Расчетная схема электрической системы

2. Расчет коэффициента запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности.

Известно, что при расчете коэффициента запаса $K_{з.р}$ по идеальному пределу мощности принимают, что генератор Г1 отдает мощность в приемную систему несоизмеримо большой мощности. При этих условиях напряжение на шинах нагрузки неизменно по величине и фазе при любых режимах электропередачи, а схема замещения имеет вид, показанный на рисунке 7.3.

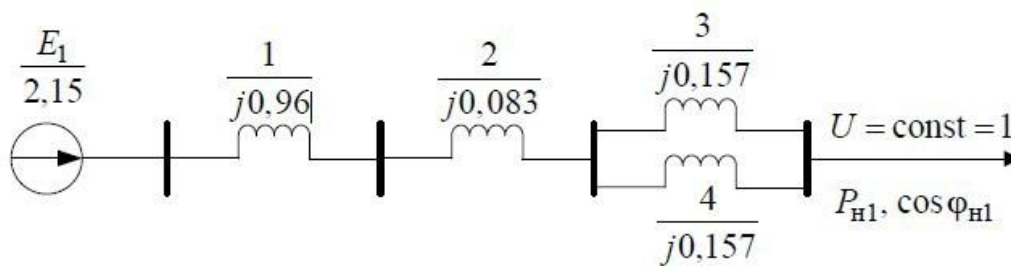


Рисунок 7.3 – Схема замещения электрической системы

Параметры схемы замещения электрической системы и исходного режима определим в относительных единицах при базисных условиях:

$$S_{\delta} = 50 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\delta} = 115 \text{ кВ}.$$

Расчетные реактивности элементов схемы замещения:

$$X_1 = \frac{X_{1d}}{S_{HГ.}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} \cdot 1,2 \cdot \frac{P_H}{\cos \varphi_H} \cdot 0,96, \text{ где } \frac{P_H}{\cos \varphi_H} = \frac{S}{\cos \varphi_H};$$

$$X_2 = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{50}{63} \cdot 0,083;$$

$$X_3 = X_4 = X_0 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta \text{ ст.тр.}}} \cdot \frac{50}{115} \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,4104 \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,157,$$

где $X_0 = 0,4 \text{ Ом км}$

$U_{\delta \text{ ст.тр.}} = 115 \text{ кВ}$ – базисное напряжение ступени трансформатора.

$$U^* = \frac{U}{U_{\delta}} \cdot \frac{115}{115} \cdot 1, P_{*H1} = \frac{P_{H1}}{S_{\delta}} \cdot \frac{50}{50} \cdot 1;$$

$$Q_{*1H} = P_{*1H} \cdot \tan \varphi \cdot 10,75 \cdot 0,75,$$

где $\tan \varphi = \tan(\arccos 0,8) = 0,75$.

Значение сопротивления электропередачи от передающей станции до шин нагрузки:

$$X_{C1} \cdot X_{X1} \cdot \frac{X_{X3} \cdot X_4}{X_3 \cdot X_4} \cdot 0,96 \cdot 0,083 \cdot 0,5 \cdot 0,157 \cdot 1,12.$$

Тогда значение ЭДС генераторов передающей станции, согласно выражения (7.3) будет:

$$E_i \cdot \sqrt{\frac{U^2}{X_{ci}^2} + \frac{P^2}{X_{ci}^2}} \cdot 1,12 \cdot 2,15.$$

$$U \cdot 1 \cdot U \cdot 1 \cdot 1$$

Максимум активной мощности P_{max} , выдаваемой генератором Г1, может быть назван идеальным пределом мощности рассматриваемой простейшей системы при $\sin \delta = 1$, определяется по формуле:

$$P_{max} = \max \left| \frac{E U^1}{X_{C115}} \cdot \sin \cdot \max \cdot \sin \cdot 1,92. \right|$$

С учетом значения P_{max} коэффициент запаса статической устойчивости по идеальному пределу активной мощности найдем по выражению:

$$K_{з.р.} = \frac{P_{max} - P^0}{P_0} \cdot 100\% = \frac{1,92 - 1}{1} \cdot 100\% = 92\%.$$

Задача 2

Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 7.2, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической устойчивости по действительному пределу мощности, представив нагрузку неизменным комплексным сопротивлением и построить угловую характеристику активной мощности передающей станции.

Номинальные характеристики элементов простейшей электрической системы и заданные параметры исходного режима:

Передающая станция:

Генератор Г1: $P_H=50$ МВт, $x_d=1,2$; $\beta=0,3$; $\cos\varphi=0,8$

Трансформатор Т1: $S_H=63$ МВт; $U_K=10,5\%$; $K_T=110/13,8$

Линия электропередачи: двухцепная, $U_{ном}=110$ кВ, $l=104$ км

Приемная система:

Генератор Г2: $P_H=130$ МВт, $x_d=1,5$; $\cos\varphi=0,85$

Трансформатора Т2: $S_H=160$ МВт; $U_K=12\%$; $K_T=115/10,5$

Нагрузка Н: $P_H=150$ МВт, $\cos\varphi=0,8$

$P_{H1}=50$ МВт, $\cos\varphi=0,8$

Решение задачи 2. Расчет коэффициента запаса статической устойчивости по действительному пределу мощности при представлении нагрузки неизменным комплексным сопротивлением и построение угловой характеристики активной мощности передающей станции.

Схема замещения электропередачи для расчета коэффициента запаса $K_{з.р}$ по действительному пределу мощности показана на рисунок 7.4 при нагрузке, заданной постоянным сопротивлением.

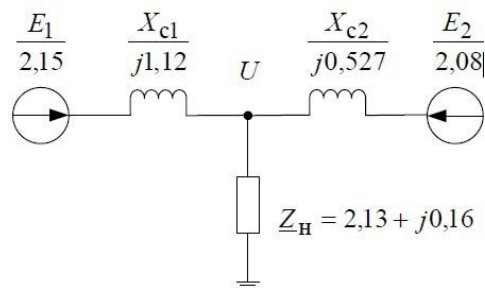


Рисунок 7.4 – Схема замещения электрической системы для расчета коэффициента запаса $K_{з.р}$ по действительному пределу мощности

Значение сопротивления электропередачи от местной станции (Г2, Т2) до шин нагрузки:

$$X_{c2} \cdot jX_5 \cdot jX_6,$$

$$\frac{U^{k\%} \cdot S^{\phi}}{1250} \cdot$$

где $X_5 = \frac{100 S_H}{100 \cdot 100} = 0,0375$;

$$X_6 = X_d \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot 50}{P_H} = \frac{1,5 \cdot 0,85}{130} = 0,49.$$

Тогда

$$X_{C2} = jX_5 + jX_6 = j0,0375 + j0,49 = j0,527.$$

Полное комплексное сопротивление нагрузки определим с учетом выражения (7.8):

$$Z_H = \frac{U_2}{S_{*нагр}} (\cos \varphi_{нагр} + j \sin \varphi_{нагр}) =$$

$$U_2 \cdot \cos \varphi_{нагр} \cdot S_6 = 1$$

$$\square \frac{1}{P_H} = \cos \varphi_{нагр} + j \sin(\cos 0,8) =$$

$$1_2 = 0,850 \cdot 1$$

$$\square \frac{1}{150} = 0,8 + j \sin(\cos 0,8) = 0,213 + j0,16,$$

$$P = 150$$

где $S_{*нагр} = \frac{1}{\cos \varphi_{нагр}} = \frac{1}{0,850} = 3,75$.

Мощность, поступающая от местной станции (генератор Г2) в нагрузку:

$$S_{*H2} = P_{*H} + jQ_{*H} = P_{*H1} + jQ_{*H1} = 3 + j2,25 = 1 \cdot j0,75 + P_{H2} + jQ_{H2},$$

$$P_{150} \text{ где } P_{*H} = 3, Q_{*H} = P_{*H} \cdot \tan \varphi_{*H} = 3 \cdot 0,75 = 2,25.$$

$$S_{*H} = 50 \quad S_{*H} = 50$$

ЭДС генератора местной станции Г2 согласно (7.3) будет:

$$E_i = \sqrt{U^2 + \frac{Q^2 X_{H2}^2}{U^2} + \frac{P^2 X_{H2}^2}{U^2}}$$

$$= \sqrt{1 + \frac{1,50527^2}{1} + \frac{2,0527^2}{1}} = 2,075$$

$$\underline{X}_{c1} = \frac{jX_{c2} \underline{Z}_H}{jX_{c2} + \underline{Z}_H} = j1,12 \cdot \frac{j0,527(0,213 + j0,16)}{j0,527 + 0,213 + j0,16} = 1,28e^{j84,9^\circ};$$

$$\underline{X}_{c1} = j(1,12 + 0,527) = j1,647$$

$$= 3,46e^{j120,74^\circ}$$

Собственные и взаимные сопротивления согласно (7.7) будут:

$$Z_{11} = j0,527 + 0,213 + j0,16$$

$$Z_{12} =$$

$$j1,12 + 0,527 + 0,213 + j0,16$$

Фазные углы собственного и взаимного сопротивлений:

$$\varphi_{11}=84,9^\circ, \varphi_{12}=120,74^\circ.$$

Углы потерь собственного и взаимного сопротивлений согласно:

$$\alpha_{11}=90^\circ-\varphi_{11}=90^\circ-84,9^\circ=5,1^\circ; \quad \alpha_{12}=90^\circ-\varphi_{12}=90^\circ-120,74^\circ=-30,74^\circ.$$

Угловая характеристика мощности генератора Г1 согласно (7.4):

$$P_{11} = \frac{E_{12} E_1}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})$$

$$= \frac{2,15 \cdot 2,075}{3,46} \sin(120,74^\circ - 30,74^\circ) = 0,32 \cdot 1,29 \sin 90^\circ = 0,413$$

Значения активной мощности P_{*1} , вычисленные при различных значениях δ_{12} приведены в таблице 7.1, а угловая характеристика мощности генератора Г1 в соответствии с этими данными показана на рисунке 7.5.

Максимум угловой характеристики мощности в соответствии с выражением (7.4) дает значение действительного предела мощности:

$$P_{\max} = 0,32 \cdot 1,29 \cdot 1,61.$$

Таблица 7.1 – Активной мощности P_{*1}

δ_{12}	$-30,74^0$	0^0	30^0	60^0	90^0	120^0	150^0
P_{*1}	0,32	0,98	1,44	1,6	1,430	0,95	0,3

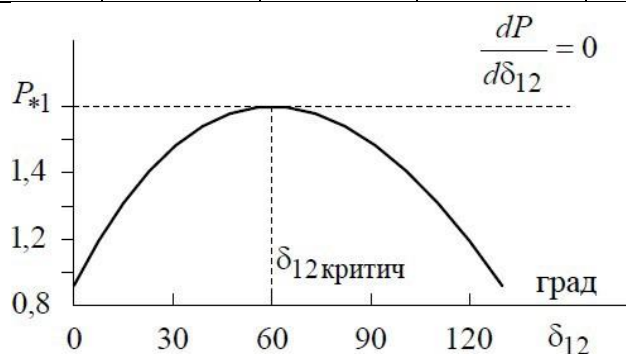


Рисунок 7.5 – Угловая характеристика мощности генератора Г1

Коэффициент запаса статической устойчивости системы по действительному пределу мощности будет равен:

$$K_{з.р.} = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \cdot 100\% = \frac{1,61 - 1}{1} \cdot 100\% = 61\%.$$

Из сравнения значений коэффициентов запаса статической устойчивости по идеальному и действительному пределам мощности видно, что снижение напряжения на шинах нагрузки уменьшает запас статической устойчивости системы.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 7.2, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности.

Задача 2. Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 7.2, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической устойчивости по действительному пределу мощности, представив нагрузку неизменным комплексным сопротивлением и построить угловую характеристику активной мощности передающей станции.

Номинальные характеристики элементов простейшей электрической системы и заданные параметры исходного режима представлены в таблицах 7.2 и 7.3.

Таблица 7.2 – Исходные данные для решения задач практического занятия №7

Вариант	Передающая станция							ЛЭП	
	Генератор Г1				Трансформатор Т1			Двухцепная ВЛ	
	P_H , МВт	X_d	X_d	$\cos\varphi$	S_H , МВт	U_k , %	k_T	U , кВ	l , км
0	50	1,2	0,3	0,8	63	10,5	110/13,8	110	104
1	240	0,59	0,087	0,84	400	11	242/15	220	150
2	256	0,3	0,12	0,83	400	11	347/15	330	180
3	270	0,59	0,087	0,85	700	11	525/13,8	500	180
4	255	0,3	0,12	0,81	400	11	347/15	330	160
5	260	0,59	0,087	0,81	400	11	242/15	220	160
6	248	0,3	0,12	0,8	400	11	525/13,8	500	140
7	260	0,61	0,84	0,8	350	10,5	121/20	110	160
8	250	0,61	0,84	0,83	350	10,5	242/15	220	140

9	245	0,59	0,087	0,81	400	11	525/13,8	500	155
---	-----	------	-------	------	-----	----	----------	-----	-----

Таблица 7.3 – Исходные данные для решения задач практического занятия №7

Вариант	Принимающая система									
	Генератор Г2			Трансформатор Т2			Нагрузка Н			
	P_H , МВт	X_d	$\cos\varphi$	S_H , МВт	U_k , %	K_T	P_H , МВт	P_{H1} , МВт	$\cos\varphi$	$\cos\varphi$
0	130	1,5	0,85	160	12	115/10,5	150	50	0,8	0,80
1	265	0,59	0,83	400	11	242/15	220	200	0,92	0,90
2	250	0,3	0,84	400	11	347/15	215	200	0,93	0,92
3	248	0,59	0,84	400	11	525/13,8	190	100	0,93	0,89
4	260	0,3	0,82	400	11	347/15	180	60	0,94	0,90
5	255	0,59	0,82	400	11	242/15	250	215	0,94	0,94
6	270	0,3	0,83	400	11	525/13,8	210	200	0,93	0,92
7	265	0,59	0,83	417	12,5	121/20	230	200	0,93	0,93
8	255	0,61	0,83	350	10,5	242/15	230	215	0,93	0,92
9	275	0,61	0,9	350	10,5	525/13,8	220	200	0,93	0,94

Практическое занятие №8

Тема: «Расчет статической устойчивости и электрических систем при нагрузке, заданной статическими характеристиками»

Цель: получение навыков определения запаса статической устойчивости по действительному пределу мощности, представив нагрузку статическими характеристиками.

Теоретическая часть

Статические характеристики комплексной нагрузки представляют собой зависимости активной и реактивной мощности потребителей, входящих в состав нагрузки от напряжения на шинах нагрузки (рисунок 8.1) в относительных единицах. При учете нагрузки статическими характеристиками расчет существенно усложняется, но качественная картина не изменится.

Для оценки статической устойчивости системы в случае нагрузки, заданной статическими характеристиками, целесообразно использовать практический критерий

$$\frac{dP}{dU}$$

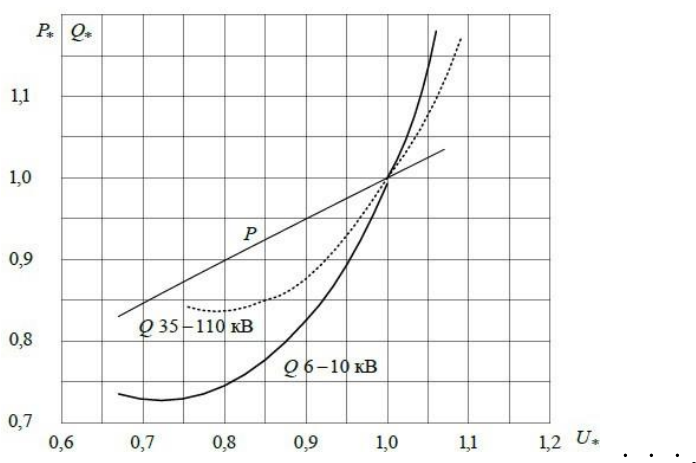


Рисунок 8.1 – Статические характеристики комплексной нагрузки

В этом случае решается задача определения максимума зависимости $P=f(U)$ при фиксированных значениях ЭДС генераторов, и так как распределение мощностей от источников в нагрузку при изменении напряжения на ее шинах заранее неизвестно, то искомую зависимость находят расчетом по следующему алгоритму:

1. Задаются несколько уменьшенным значением мощностей P_{20} и Q_{20} относительно их значений в исходном режиме;
2. Рассчитывают потери ΔQ_{c2} в реактивности X_{c2} и напряжение на шинах нагрузки по формулам:

$$X P Q_{c2} \cdot 202 \cdot 202 \cdot \quad (8.1)$$

$$\cdot \cdot Q_2 \frac{\quad}{E_{20}^2},$$

$$U \cdot \sqrt{\frac{Q X_{20} \cdot c2 \cdot \cdot P X_{20} \cdot c2 \cdot}{E_{20} \cdot \cdot E_{20} \cdot}} \quad (8.2)$$

3. По статическим характеристикам рисунок 8.1 определяют, с учетом значения U , в соответствии с выражением (8.2), активные и реактивные мощности в о.е.:

$$P_{H1} = P_{\text{нагр}}(U) - P_{20};$$

$$Q_{H1}(U) = Q_{\text{нагр}}(U) - Q_{H2}.$$

4. По формуле (7.3) определяют значение ЭДС E_1 .

5. Не меняя значения P_{20} , задаются новым значением Q_{20} и рассчитывают очередное значение с целью получения зависимости $E=f(U)$, общий вид которой показан на рисунок 8.2. Отметим, что искомому решению соответствует точка 1 на характеристике с положительной производной.

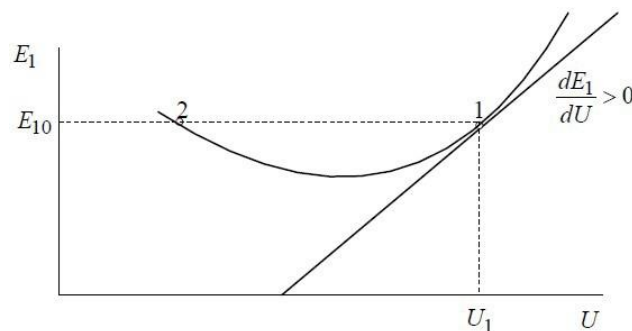


Рисунок 8.2 – График зависимости ЭДС генератора Г1 от напряжения на шинах нагрузки

6. По значению напряжения U_1 для точки 1 на рисунке 8.2 определяют по графикам рисунка 8.1 значение в о.е. и вторую точку зависимости $P_{H1}(U)$.

7. Задаваясь новым уменьшенным значением P_{20} , находят следующую точку характеристики $P_{H1}(U)$ по вышеприведенному алгоритму.

Расчет ведут до тех пор, пока не будет найден P_{H1max} , являющийся действительным пределом мощности.

Примеры решения задач

Задача 1

Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 4, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической

устойчивости по действительному пределу мощности, представив нагрузку статическими характеристиками.

Номинальные характеристики элементов простейшей электрической системы и заданные параметры исходного режима:

Передающая станция:

Генератор Г1: $P_H=50$ МВт, $x_d=1,2$; $\beta=0,3$; $\cos\varphi=0,8$

Трансформатор Т1: $S_H=63$ МВт; $U_K=10,5\%$; $K_T=110/13,8$

Линия электропередачи: двухцепная, $U_{НОМ}=110$ кВ, $l=104$ км

Приемная система:

Генератор Г2: $P_H=130$ МВт, $x_d=1,5$; $\cos\varphi=0,85$

Трансформатора Т2: $S_H=160$ МВт; $U_K=12\%$; $K_T=115/10,5$

Нагрузка Н: $P_H=150$ МВт, $\cos\varphi=0,8$

$P_{H1}=50$ МВт, $\cos\varphi=0,8$

Решение задачи. Расчет действительного предела статической устойчивости системы, при нагрузке, заданной статическими характеристиками.

Обычно расчет начинают с определения параметров исходного режима

при $U = 1$, $P_{20} = P_{2H} = 2,0$ и потерь реактивной мощности в реактивности X_{C2} :

$$P_{H22} \cdot c_{22} = \frac{2,2 \cdot 1,5}{1} = 20,527 \cdot 3,29.$$

Тогда $Q_{20} = Q_{H2} = Q_{C2} = 1,5 \cdot 3,29 = 4,79$.

Схема замещения рассматриваемой электропередачи для этого случая приведена на рисунке 8.3.

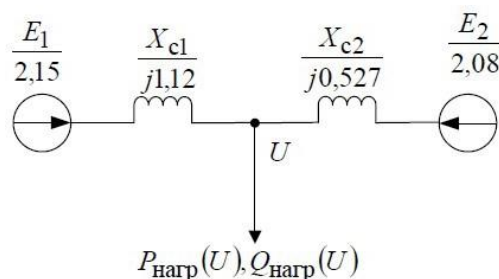


Рисунок 8.3 – Схема замещения электропередачи при нагрузке, заданной статическими характеристиками

Дальнейшие расчеты проводят в соответствии с алгоритмом практического занятия 7.

Задаемся новыми несколько меньшими значениями $P_{20}=1,8$; $Q_{20}=4,7$ и по формулам (8.1) и (8.2) рассчитываем ΔQ_{C2} и U :

$$\begin{aligned}
 & \cdot Q_{C2} \cdot \frac{X_{20} \cdot Q_{20}}{E_{20}^2} \cdot \frac{P_{20} \cdot X_{C2}}{E_{20}^2} \cdot 0,527 (1,8 \cdot 8,2 \cdot 4,7) \cdot 3,08; E_{20} = 2,08 \\
 U &= \sqrt{\frac{E_{20}^2}{2,08} \cdot \frac{Q_{20} \cdot X_{C2}}{E_{20}^2} + \frac{P_{20} \cdot X_{C2}}{E_{20}^2}} \\
 U &= \sqrt{2,08 \cdot \frac{4,7 \cdot 0,527}{2,08} + \frac{1,8 \cdot 0,527}{2,08}} = 0,999
 \end{aligned}$$

По статическим характеристикам (графики рисунок 8.1) для $U = 0,999$ находим $P_{нагр}(U)=3$; $Q_{нагр}(U)=2,25$. Отметим, что для конкретного примера цифре 1 на шкале мощности рисунка 8.1 соответствует цифра 3, так как в относительных единицах значение $P_{H3}=3$ при $U_*=1$.

Из условия баланса мощностей в узле нагрузки имеем:

$$P_{H1} = P_{нагр}(U) = P_{H2} = 3 \cdot 1,8 = 1,2;$$

$$Q_{H1} = Q_{нагр}(U) = (Q_{20} + Q_{C2}) = 2,25 + (4,7 + 3,08) = 0,63.$$

Тогда значение ЭДС генератора E_1 :

$$\begin{aligned}
 E_1 &= \sqrt{U^2 + \frac{Q_{H1} \cdot X_{c1}}{U}^2 + \frac{P_{H1} \cdot X_{c1}}{U}^2} \\
 &= \sqrt{0,999^2 + \frac{0,631 \cdot 12}{0,999}^2 + \frac{1,21 \cdot 12}{0,999}^2} = 2,18,
 \end{aligned}$$

Полученное значение ЭДС больше исходного значения $E_{10} = 2,15$.

Далее, сохраняя значение $P_{20} = 1,8$, задаемся несколько увеличенным значением $Q_{20} = 4,8$ по сравнению с его значением в исходном режиме. После соответствующих расчетов получим значение $E_1 = 2,1$, что меньше исходного значения $E_{10} = 2,15$. При этом напряжение на шинах нагрузки $U = 0,985$, что соответствует устойчивой области (вблизи точки 1 на рисунке 8.1), т.е. режим соответствует.

По графикам статических характеристик нагрузки (рисунок 8.1) определяем значения мощностей $P_{\text{нагр}}(U) = 2,97$ при вычисленном значении напряжения $U = 0,985$ и $P_{\text{Н1}} = P_{\text{нагр}}(U) - P_{20} = 2,97 - 1,8 = 1,17$. При этом, полученное значение $P_{\text{нагр}}(U)$ будет второй точкой искомой характеристики $P_{\text{Н1}} = f(U)$.

Выполняя аналогичные расчеты для новых значений P_{20} и Q_{20} получим следующие точки искомой характеристики. Результаты расчета приведены в таблице 8.1. Режим осуществим если исходное значение Э.Д.С находится внутри диапазона получаемых значений при приращении мощностей. В последних двух случаях (смотри таблицу 8.1) режим не существует, так как оба значения ЭДС генератора передающей станции E_1 больше исходного значения $E_{10} = 2,15$.

Таблица 8.1 – Результаты расчета значений искомой характеристики

№ этапа расчета	P_{20}	Q_{20}	ΔQ_{C2}	Q_{H2}	U	$P_{\text{нагр}}(U)$	$Q_{\text{нагр}}(U)$	$P_{\text{Н1}}$	$Q_{\text{Н1}}$	E_1	U	$P_{\text{нагр}}(U)$	$P_{\text{Н1}}$
1	2,0	4,79	3,29	1,5	1	3,0	2,25	1	0,75	2,15	1	3,0	1
2	1,8	4,7	3,08	1,62	0,999	3,0	2,25	1,2	0,63	2,18	0,985	2,97	1,17
	1,8	4,8	3,2	1,6	0,977	2,94	2,18	1,14	0,58	2,1			
3	1,6	4,5	2,75	1,72	1,02	3,0	2,25	1,4	0,53	2,22	0,975	2,95	1,35
	1,6	5	3,36	1,64	0,909	2,84	1,98	1,24	0,34	2,03			
4	1,4	4,6	2,82	1,78	0,98	2,56	2,18	1,56	0,4	2,23	0,9	2,81	1,41
	1,4	5	3,28	1,72	0,889	2,8	1,97	1,5	0,25	2,13			

5	1,3 1,3	4,5 5	2,67 3,25	1,83 1,75	0,996 0,877	2,98 2,8	2,23 1,97	1,68 1,5	0,4 0,22	2,38 2,22	Решения не существует (значение обеих ЭДС больше исходного равного 2,15)
6	1,35 1,35	4,5 5	2,69 3,27	1,81 1,73	1,0 0,882	3,0 2,79	2,25 1,79	1,65 1,44	0,44 0,24	2,37 2,18	Решения не существует (значение обеих ЭДС больше исходного равного 2,15)

По определению действительный предел статической устойчивости системы в случае нагрузки, заданной статическими характеристиками, определяется максимальным значением мощности P_{H1} передаваемой от генератора Г1 передающей станции нагрузке при условии постоянства его ЭДС. Этому условию соответствует расчет этапа №4 из таблицы 8.1. Тогда, принимая $P_{Hmax} \cong 1,41$, получим расчетное значение коэффициента запаса:

$$K_{з.р.} \cdot \frac{P_{H1max} \cdot P_{H1}}{P_{H1}} \cdot 100\% \cdot \frac{1,41 \cdot 1}{1} \cdot 100\% \cdot 41\%.$$

Анализ результатов расчета позволяет сделать вывод о том, что учет нагрузки по статическим характеристикам дает значение действительного предела статической устойчивости, наиболее близкого к истинному.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Для электрической системы, схема которой приведена на рисунке 7.2, при известных параметрах элементов системы и заданных параметрах исходного режима требуется определить коэффициент запаса статической устойчивости по действительному пределу мощности, представив нагрузку статическими характеристиками.

Номинальные характеристики элементов простейшей электрической системы и заданные параметры исходного режима представлены в таблицах 7.2 и 7.3 практического занятия 7.

Практическое занятие №9

Тема: «Расчет статической устойчивости нагрузки, заданной статическими характеристиками»

Цель: получение навыков расчет статической устойчивости нагрузки, заданной статическими характеристиками.

Теоретическая часть

В этом случае для оценки статической устойчивости комплексной нагрузки целесообразно использовать практические критерии

$$\frac{dE_{\Sigma}}{dU} \cdot 0, \quad (9.1) \quad \frac{dE_{\Sigma}}{dE_{\Sigma}} \cdot \dots$$

При использовании критерия $\frac{dE_{\Sigma}}{dU} \cdot 0$ целесообразно построить dU графики зависимости $E_{\Sigma}=f(U)$, задаваясь рядом значений напряжения U , для каждого из которых по статическим характеристикам нагрузки (рисунок 9.1) определяют соответствующие значения P^* и Q^* в относительных единицах и вычисляют значение E_{Σ} по формуле:

$$E_{\Sigma} = \sqrt{U^2 \cdot \left(\frac{P^*}{U} \right)^2 + \left(\frac{Q^*}{U} \right)^2} \quad (9.2)$$

Коэффициент запаса статической устойчивости нагрузки в исходном режиме можно определить по выражению:

$$K_{\Sigma, U} = \frac{U_0}{U} \cdot \kappa_p, \quad (9.3)$$

$$K_{\Sigma, U} = \frac{U_0}{U} \cdot 100\%,$$

где U_0 – напряжение на шинах нагрузки в исходном режиме, о.е.;

$U_{кр}$ – значение напряжения, при котором нагрузка теряет устойчивость (*критическое напряжение*), о.е.

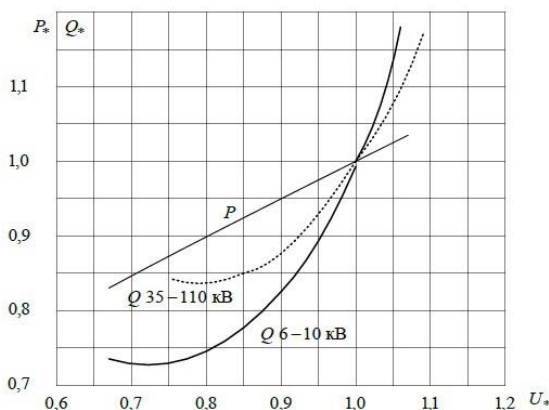


Рисунок 9.1 – Статические характеристики комплексной нагрузки

Практически допустимые пределы изменения напряжения устанавливаются непосредственно из графика $E_3=f(U)$.

При составлении схемы замещения генератора без автоматической регулировки возбуждения (АРВ), для расчета статической устойчивости нагрузки, вводят в нее синхронную ЭДС E за синхронной реактивностью, генераторы с АРВ пропорционального действия моделируют переходной ЭДС E' за переходной реактивностью, генераторы с АРВ сильного действия – напряжением на шинах генератора U_r за сверхпереходной реактивностью.

Отметим, что оба рассматриваемые критерия в принципе равноценны.

$$dE_3$$

Однако критерий $\frac{dE_3}{dU} \cdot 0$ более целесообразно связывать с «лавиной dU снижения напряжения», обуславливающий нарушения статической устойчивости симметричных схем при снижении напряжения на шинах

dQ^3 нагрузки. Вторым критерий $\frac{dQ^3}{dE_3}$ используют в случае установления

связи между напряжением на шинах нагрузки и балансом реактивной мощности.

Эквивалентная реактивная мощность Q_3 , выдаваемая эквивалентной станцией с учетом потерь реактивной мощности в сети ΔQ , определяется по формуле:

$$Q_3 = Q_{\text{нагр}} + \Delta Q = Q_{\text{нагр}} + \frac{P_{\text{нагр}}^2}{U^2} \cdot X \quad (9.4)$$

Запас устойчивости узла нагрузки по эквивалентной Э.Д.С. E_3 может быть определен по соотношению:

$$K_{3E} = \frac{E - E_0}{E_0} \cdot 100\%, \quad (9.5)$$

где E_0 – ЭДС генераторов эквивалентной станции в исходном режиме, о.е.;
 $E_{\text{кр}}$ – критическая ЭДС, при которой нагрузка теряет устойчивость, о.е.

Примеры решения задач

Задача 1

Задана схема электропередачи (рисунок 9.2), исходный режим и параметры элементов которой представлены в таблицах 7.2 и 7.3. Приемная система представлена системой неограниченной мощности и нагрузкой заданной статическими характеристиками.

Параметры нагрузки Н: $P_{\text{нагр}} = 50$ МВт; $\cos\varphi = 0,8$.

Проверить устойчивость нагрузки, построив зависимости $E = f(U)$ и $Q_3 = f(E_3)$ после отключения выключателя В при условии, что на генераторе отсутствует АРВ.

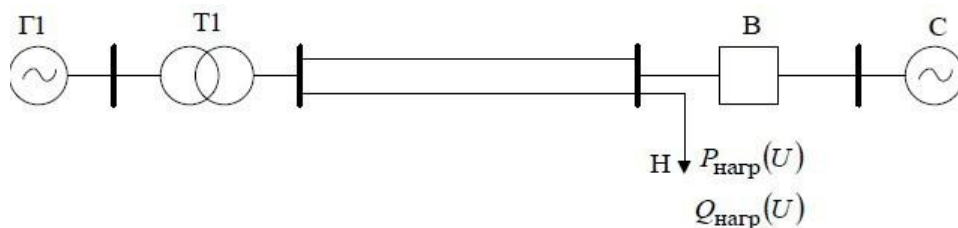


Рисунок 9.2 – Схема электропередачи

Решение задачи.

1) На генераторе отсутствует АРВ.

Принимая базисные условия, получим схему замещения исходного режима для этого случая

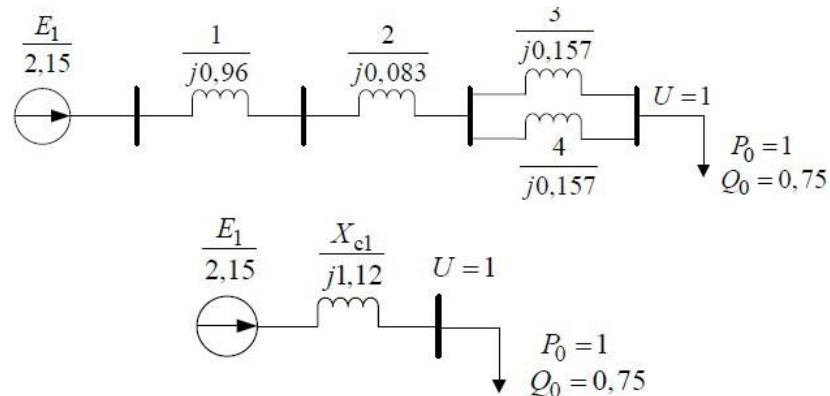


Рисунок 9.3 – Схемы замещения исходного режима: а) полная; б) преобразованная

Из условий задачи 1 практического занятия №7 выбираем параметры исходного режима $U = 1$; $E_{\Sigma} = E_1 = 2,15$. Далее, задаваясь другими значениями напряжения на нагрузке, определим для каждого из них по статическим характеристикам нагрузки (рисунок 9.1) соответствующие значения активной и реактивной мощности нагрузки. Например, при $U=0,95$ получим $P_{*нагр.э} = P_0 \cdot 0,96 = 0,96$; $Q_{*нагр.э} = Q_0 \cdot 0,93 = 0,6975$. При этом значение эквивалентной ЭДС E_{Σ} генератора передающей станции согласно (9.2) равно:

$$E_{\Sigma} = \sqrt{U^2 + \left(\frac{Q_{нагр.э} \cdot X_{c1}}{U} \right)^2 + \left(\frac{P_{нагр.э} \cdot X_{c1}}{U} \right)^2} = \sqrt{0,95^2 + \left(\frac{0,6975 \cdot 12}{0,95} \right)^2 + \left(\frac{0,96 \cdot 12}{0,95} \right)^2} = 2,10286.$$

Эквивалентная реактивная мощность генератора передающей станции Г1 в исходном режиме рассчитывается по формуле (9.4).

$$Q_{\Sigma} = Q_{нагр} + Q_{c1} + \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U^2}$$

$$\cdot 0,75 \cdot \frac{1^2 \cdot 0,75^2}{2,5 \cdot 1} \cdot 1,12$$

Значения эквивалентных ЭДС E_3 и реактивной мощности Q_3 при других значениях напряжения приведены в таблице 9.1, а графики зависимостей $E_3=f(U)$ и $Q_3=f(E_3)$ показаны на рисунке 9.4.

Таблица 9.1 – Значения эквивалентных ЭДС E_3 и реактивной мощности Q_3

U	1,05	1,0	0,95	0,90	0,85	0,8	0,75
E_3	2,24	2,15	2,108	2,085	2,08	2,098	2,13
Q	2,576	2,5	2,47	2,49	2,59	2,73	2,96

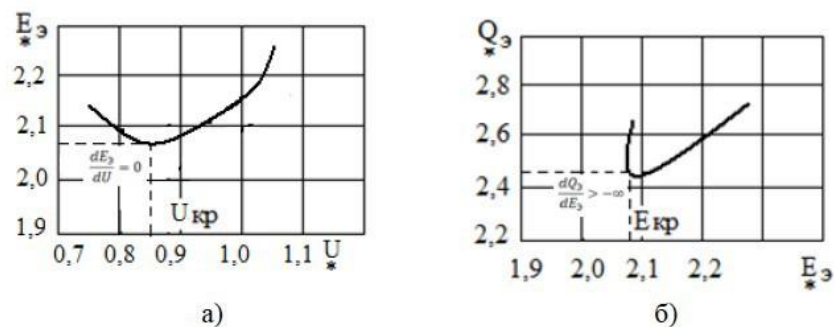


Рисунок 9.4 – Графики зависимости: а) $E_3=f(U)$, б) $Q_3=f(E_3)$

По результатам расчета определим коэффициенты запаса статической устойчивости нагрузки в соответствии с формулами (7.3) и (9.5):

$$K_{3,U} = \frac{U_0 \cdot U_{кр}}{\% U_0} \cdot \frac{1 \cdot 0,85}{1} \cdot 100\% \cdot 15$$

$$K_{3,E} = \frac{E E_0 \cdot \kappa_{р.}}{E_0} \cdot \frac{2,15 \cdot 2,08}{2,15} \cdot 100\% \cdot 3,25 \%$$

Задача 2

Задана схема электропередачи (рисунок 9.2) исходный режим и параметры элементов которой представлены в таблицах 7.2 и 7.3. Приемная

система представлена системой неограниченной мощности и нагрузкой заданной статическими характеристиками.

Параметры нагрузки Н: $P_{\text{нагр}} = 50 \text{ МВт}$; $\cos\varphi = 0,8$.

Проверить устойчивость нагрузки, построив зависимости $E=f(U)$ и $Q_{\text{э}}=f(E_{\text{э}})$ после отключения выключателя В при условии, что на генераторе установлено АРВ пропорционального действия.

Решение задачи. В отличие от предыдущего случая суммарное сопротивление электропередачи X_C определяется с учетом переходной реактивности генератора X_d , т.е.

$$X_C = X_d + \frac{S_{\text{б}} \cos \varphi}{P_H} + X_2 + \frac{X_{X_3} \cdot 4}{X_{X_3} + 4}$$

$$= 0,3 + \frac{50 \cdot 0,8}{50} + 0,083 + 0,5 \cdot 0,157 = 0,4$$

Расчет значений $E_{\text{э}}$ и $Q_{\text{э}}$ при различных величинах напряжения на шинах нагрузки аналогичны предыдущему расчету. Результаты расчета представлены в таблице 9.2, а зависимости $E_{\text{э}} = f(U)$ и $Q_{\text{э}} = f(E_{\text{э}})$

на рисунке 15.

$$E_{\text{э}} = \sqrt{U^2 + \frac{Q_{\text{нагр}} X_C}{U}^2 + \frac{P_{\text{нагр}} X_C}{U}^2}$$

$$= \sqrt{0,9^2 + \frac{0,69750 \cdot 4}{0,9}^2 + \frac{0,960 \cdot 4}{0,9}^2} = 1,283$$

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{пер}} = Q_{\text{нагр}} + \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U^2} + \frac{1}{2} \cdot 0,752 \cdot \frac{1}{1} \cdot 0,4 = 1,375$$

Таблица 9.2 – Результаты расчета $E_{\text{э}}$ и $Q_{\text{э}}$ при различных напряжениях

U	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,65
$E_{\Sigma} \cdot$	1,36	1,283	1,2006	1,18	1,174	1,23
$Q_{\Sigma} \cdot$	1,375	1,251	1,232	1,231	1,257	1,326

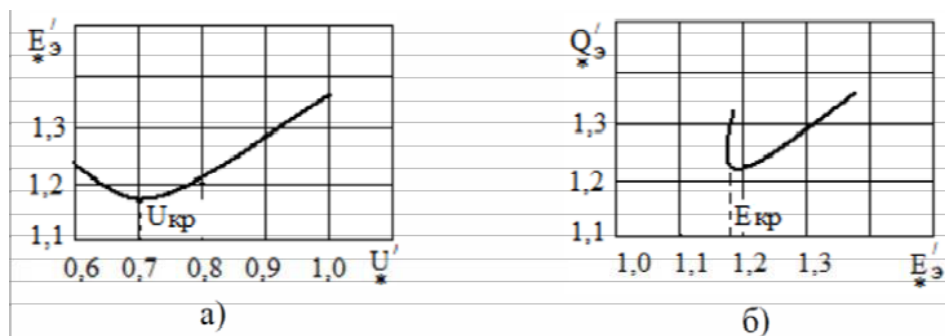


Рисунок 15 – Графики зависимости: а) $E_{\Sigma} \cdot \cdot f \cdot U \cdot$, б) $Q_{\Sigma} \cdot \cdot f \cdot E_{\Sigma} \cdot$

- Коэффициенты запаса статической устойчивости нагрузки будут

$$K_{з,U} \cdot = \frac{U_0 \cdot U_{кр.}}{30 \% U_0} \cdot \frac{1 \cdot 0,7}{1} 100 \% \cdot \frac{1}{1} 100 \%$$

$$K_{з,E} \cdot = \frac{E E_0 \cdot_{кр.}}{E_0} \cdot \frac{1,36 \cdot 1,182}{1,36} 100 \% \cdot \frac{1}{1,36} 100 \% \cdot 13 \%$$

Задачи для самостоятельного решения

Задана схема электропередачи (рисунок 9.2), исходный режим и параметры элементов которой представлены в таблицах 7.2 и 7.3. Приемная система представлена системой неограниченной мощности и нагрузкой заданной статическими характеристиками. Параметры нагрузки N по вариантам представлены в таблице 9.3.

Задача 1. Проверить устойчивость нагрузки, построив зависимости $E=f(U)$ и $Q_3=f(E_3)$ после отключения выключателя B при условии, что на генераторе отсутствует АРВ.

Задача 2. Проверить устойчивость нагрузки, построив зависимости $E=f(U)$ и $Q_3=f(E_3)$ после отключения выключателя B при условии, что на генераторе установлено АРВ пропорционального действия.

Таблица 9.3 – Параметры нагрузки согласно варианту

№ варианта	$P_{н1}$, МВт	$\cos\varphi$
0	50	0,8
1	200	0,92
2	200	0,93
3	100	0,93
4	60	0,94
5	215	0,94
6	200	0,93
7	200	0,93
8	215	0,93
9	200	0,93

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Электромеханические переходные процессы
РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Профили подготовки: «Электроснабжение»

**Ставрополь
2026**

Аварии, связанные с нарушением устойчивости параллельной работы в крупных электроэнергетических системах, влекут за собой расстройство электроснабжения. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электроэнергетических систем представляют большие трудности и требуют много времени. При сравнительно небольшом числе аварий, вызывающих нарушение устойчивости, наибольший аварийный недоотпуск энергии падает именно на этот вид аварий.

Тяжелые последствия аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации. Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электроэнергетических систем.

Исключительно велико значение проблемы устойчивости при передаче энергии на большие расстояния. Можно утверждать, что устойчивость систем является одним из основных факторов, ограничивающих пропускную способность электропередач переменного тока большой протяженности.

Исследования статической и динамической устойчивости являются достаточно сложными задачами, которые необходимо решать для обеспечения надежной работы электроэнергетических систем.

Целью выполнения РГР является овладение практическими методами расчетов электромеханических переходных процессов при различных возмущениях в простейшей системе.

Теоретическое обоснование

Устойчивость – это способность аппарата, механизма, системы восстанавливать исходный или близкий к исходному режим без вмешательства человека после прекращения действия возмущения.

Под устойчивостью электроэнергетических систем понимают способность восстанавливать исходный или близкий к нему режим, как правило, без вмешательства человека (оперативного персонала) после

прекращения действия возмущения. Однако, в данном случае нельзя полностью исключать влияние человека на сохранение или восстановление устойчивости. Например, при нарушении устойчивости оперативному персоналу предписывается разгрузка электрических генераторов по активной мощности и увеличение реактивной.

Суть динамической устойчивости заключается в сохранении устойчивой, синхронной, параллельной работы всех синхронных электрических машин электроэнергетической системы при больших возмущениях, к которым относят такие явления, как короткие замыкания, отключения линий электропередачи, несущих большую нагрузку, отключение мощных генераторов или даже целых электростанций, сброс значительной нагрузки и тому подобное.

К большим возмущениям, в частности, относятся:

- отключение одной из параллельных загруженных ВЛ,
- короткое замыкание (КЗ) на одной из параллельных ВЛ с последующим ее отключением,
- КЗ вблизи генератора или электростанции, например, на отходящих или транзитных ВЛ, на шинах,
- отключение нагрузки, соизмеримой по величине с мощностью электроэнергетической системы.

Все факторы, которые влияют на устойчивость электроэнергетических систем и систем электроснабжения потребителей делятся на две категории: технические и организационные, которые в свою очередь делятся на отрицательно влияющие и на положительно влияющие. Организационные факторы, в основном, носят режимный характер.

К основным факторам, отрицательно влияющим на устойчивость, можно отнести такие организационные факторы, как перегрузка генераторов, двигателей и ВЛ, в первую очередь, по активной мощности. Дефицит реактивной мощности, как правило, приводит к снижению напряжения, что в свою очередь не способствует сохранению устойчивости. К техническим

факторам можно отнести затянувшееся короткое замыкание, вызвавшее глубокое снижение напряжения, а также мгновенный сброс нагрузки, соизмеримой с мощностью данной энергосистемы, и наоборот отключение генерирующей мощности, соизмеримой с мощностью энергосистемы.

Положительно влияют на устойчивость, прежде всего, факторы режимного характера с соблюдением всех требований по запасам устойчивости. На узловых подстанциях положительно влияет наличие источников реактивной мощности (конденсаторных батарей) и особенно регулируемых источников (статических компенсаторов, синхронных компенсаторов). Немалую роль в сохранении устойчивости играет быстроедействие релейной защиты и систем регулирования возбуждения генераторов и синхронных двигателей, особенно систем сильного регулирования с применением форсировки возбуждения. Правила технической эксплуатации требуют, чтобы при заданном понижении напряжения было обеспечено не менее, чем двукратная форсировка возбуждения. Помогает устойчивой работе двигательной нагрузки активное использование устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов и автотрансформаторов, особенно с использованием соответствующей автоматики. Наконец, значительно повысить устойчивость электроэнергетических систем может использование регулируемых вставок постоянного тока, которые фактически разделяют всю систему на отдельно синхронно работающие части.

В настоящее время известен ряд мероприятий и способов улучшения условия динамической устойчивости. Из общего числа можно выделить управляемые способы улучшения динамической устойчивости, такие как форсировка возбуждения (ФВ), управляемые устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ), импульсная разгрузка турбины (ИРТ), механическое торможение (МТ), электрическое торможение (ЭТ) и т.д. Рассмотрим подробнее влияние некоторых из них.

Автоматическое повторное включение

Преобладающая часть аварийных отключений воздушных линий электропередачи является следствием неустойчивых повреждений, самоустраняющихся после снятия напряжения, т.е. после отключения линии. Подобные нарушения возникают при перекрытиях изоляции из-за атмосферных перенапряжений, схлестывании и по другим причинам. После обратного включения под напряжение линии, на которой произошло неустойчивое повреждение, восстанавливается нормальный режим ее работы. Такое включение называется повторным включением, а специальные автоматические устройства, выполняющие данную операцию, – устройствами автоматического повторного включения (АПВ). АПВ, после которого восстанавливается нормальный режим работы, называется успешным.

Устойчивые повреждения происходят на воздушных линиях значительно реже и не устраняются после ее отключения. В таких случаях АПВ оказывается неуспешным и линия вновь отключается.

АПВ позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную схему сети не только при самоустраняющихся повреждениях, но и после ложного действия релейных защит, самопроизвольного отключения выключателей или ошибочных действий персонала.

Согласно ПУЭ применение АПВ является обязательным для линий всех напряжений выше 1000 В.

Классификация АПВ

АПВ классифицируются по основным признакам:

- по количеству циклов – АПВ однократного, двукратного и многократного действия;
- по числу фаз, включаемых при АПВ, – трехфазные (ТАПВ) и однофазные (ОАПВ);
- по виду включаемого оборудования – АПВ линий, шин,

трансформаторов, двигателей;

- по способу воздействия на привод выключателя – механические, встраиваемые в пружинный или грузовой привод, и электрические релейные.

Наибольшее распространение получило однократное АПВ. Двукратное АПВ применяется значительно реже, обычно на тупиковых линиях, когда его применение диктуется требованиями повышенной надежности электроснабжения потребителей.

Самоустраняющиеся повреждения, помимо линий электропередачи, зачастую имеют место на сборных шинах электростанций и подстанций, на трансформаторах и электрических аппаратах. В связи с этим применяется АПВ шин и трансформаторов.

Требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Все устройства АПВ, независимо от места их установки, в соответствии с ПУЭ, должны удовлетворять следующим требованиям:

1. АПВ должно производиться при всех возможных аварийных отключениях выключателя. Исключение составляет включение выключателя на короткое замыкание (КЗ) с последующим отключением его релейной защитой.

Пуск АПВ осуществляется одним из двух способов:

- от релейной защиты, выполняющей отключение выключателя: ограниченность применения этого метода состоит в том, что он обеспечивает АПВ только при отключениях от релейной защиты;

- от несоответствия положения выключателя («отключен») предшествующей оперативной команде («включить»): этот способ наиболее прост и универсален, поскольку обеспечивает работу АПВ при любом отключении выключателя, кроме оперативного.

2. АПВ не должно работать при оперативных отключениях выключателя персоналом как вручную, так и дистанционно.

3. АПВ должно допускать возможность блокировки или «запрета» действия, например, запрет АПВ при действии дифференциальной или газовой защиты трансформатора, когда необходимо быстрое отключение трансформатора во избежание развития повреждения.

4. АПВ должно обеспечивать заданную кратность действия, т.е. количество повторных включений (циклов).

5. АПВ должно обеспечивать необходимое время бестоковой паузы между моментом погасания дуги в отключившемся выключателе и моментом замыкания его контактов.

С целью повышения надежности работы энергосистемы и потребителей желательно уменьшать время бестоковой паузы, которое ограничивается необходимостью: деионизации среды в месте повреждения; восстановления готовности привода выключателя к работе; восстановления отключающей способности выключателя.

6. Минимальная длительность сигнала на включение должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

7. АПВ должно выполняться с автоматическим возвратом в исходное состояние по истечении определенной выдержки времени. Временем автоматического возврата устройства АПВ называется интервал времени от момента его пуска до возвращения в исходное состояние.

8. При неисправностях в устройствах АПВ последние не должны допускать многократные включения на КЗ, представляющие опасность для выключателей.

Быстродействующее АПВ используется не только для одноцепных, но и для двухцепных линий передачи, способствуя увеличению устойчивости последних. При своевременном АПВ отключенной цепи (рисунок 1) достигается некоторое увеличение площади торможения в результате перехода с характеристики мощности передачи при одной цепи на более высокую характеристику мощности при двух цепях.

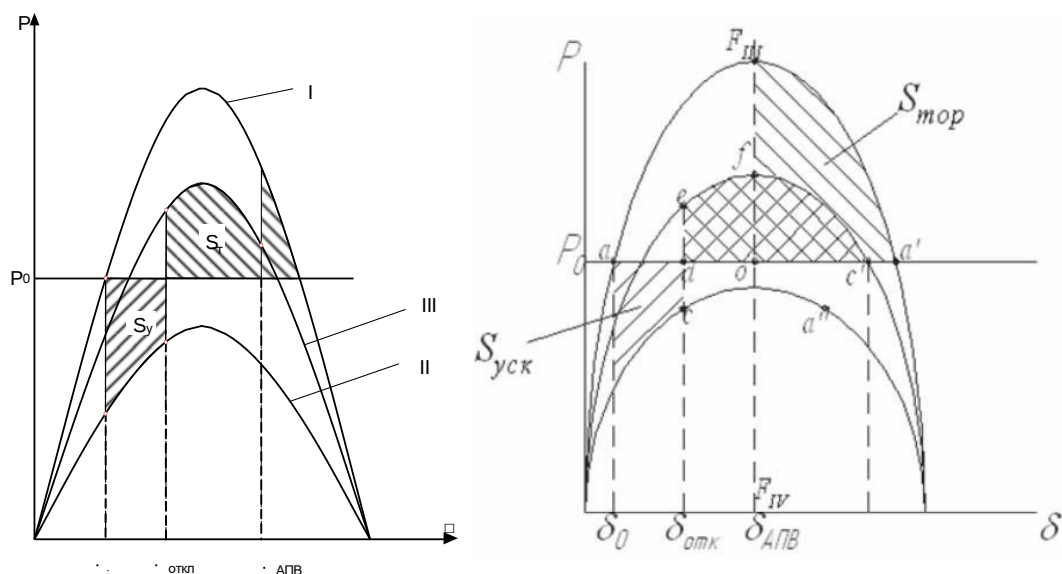


Рисунок 1 – Влияние успешного АПВ двухцепной линии на динамическую устойчивость СЭС

АПВ считается успешным, если за время отключения короткое замыкание исчезает и после повторного включения может восстановиться нормальная работа, и неуспешным, если повторное включение производится на сохранившееся КЗ.

На рисунке 2 изображены схемы электропередачи в режимах, которые соответствуют различным угловым характеристикам мощности, показанным на рисунке 1.

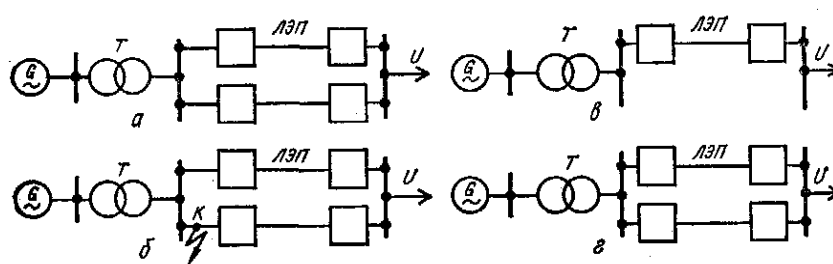


Рисунок 2– Схемы электропередачи, соответствующие нормальному (а), аварийному (б), послеаварийному (в) режимам и режиму работы после успешного АПВ (г)

Номинальный режим, угловая характеристика мощности которого соответствует кривой I, характеризуется параметрами

$$P_I = \frac{E U_q X_L}{X_I^2} \cdot \frac{X_I}{X_d} \cdot \frac{X_{тр}}{X_d}$$

При аварийном режиме (кривая II)

$$P_{II} \cdot \frac{E U_q}{X_{II} \cdot X_d \cdot X_{тр}} \cdot \frac{X_l}{X_{II}} \cdot \frac{(X_d \cdot X_{тр})X_l}{2} \cdot 2X_k$$

В послеаварийном режиме (кривая III)

$$P_{III} \cdot \frac{E U_q}{X_{III} \cdot X_d \cdot X_{тр}} \cdot \frac{X_l}{X_{III}}$$

В режиме, соответствующем успешному АПВ, кривая IV совпадает с кривой I и характеризуется параметрами

$$P_{IV} \cdot \frac{E U_q}{X_{IV}} \cdot \frac{X_l}{X_{IV} \cdot X_l \cdot X_d \cdot X_{тр}} \cdot 2$$

Пусть теперь, не дожидаясь установившегося XX, генератор повторно оказывается включен на КЗ. Переходный процесс по форме полностью будет повторять первое КЗ, но за исключением начального момента. Дело в том, что при повторном КЗ переходная ЭДС, вероятно, окажется больше по величине (как результат ее изменения на XX), чем она была до аварии.

Это приведет к тому, что окажется больше скачок переходного тока КЗ, а значит, и скачок ЭДС E_q . Однако далее все величины со временем перейдут в режим установившегося КЗ, который будет точно таким же, как и в первый раз.

Неуспешное АПВ вызывает появление дополнительной площадки ускорения (рисунок 3), что приводит к потере динамической устойчивости и может вызвать развитие системной аварии.

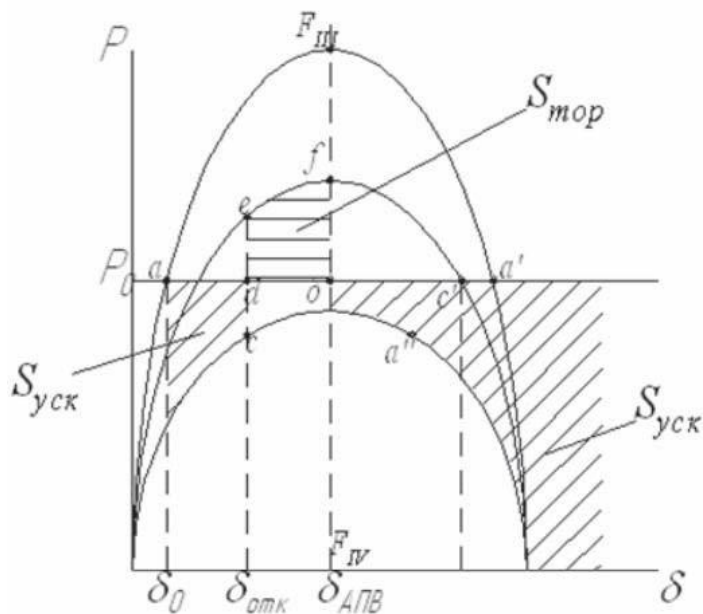


Рисунок 3 – Угловая характеристика при неуспешном АПВ

Отключение одной из цепей линии электропередач

Система динамически устойчива, если, получив начальное возмущение конечной величины, она вернется к старому или перейдет к новому устойчивому режиму, сохранив синхронность вращения всех своих машин. Часто это явление сопровождается изменением конфигурации СЭС, а также изменением параметров СЭС (сопротивления электропередачи, мощности нагрузок и т. п.).

В нормальном режиме, соответствующем характеристике I (рисунок 4) отдаваемая генератором мощность и угол между E и U обозначим соответственно P_0 и δ_0 . В момент аварии в связи с изменением конфигурации схемы происходит переход с одной угловой характеристики на другую. Вследствие большой инерции ротора угол δ мгновенно измениться не может, поэтому отдаваемая генератором мощность уменьшается до значения (P_0), определяемого углом δ_0 на кривой II. При этом мощность первичных двигателей электростанции вследствие запаздывания регуляторов турбин останется неизменной и равной P_0 .

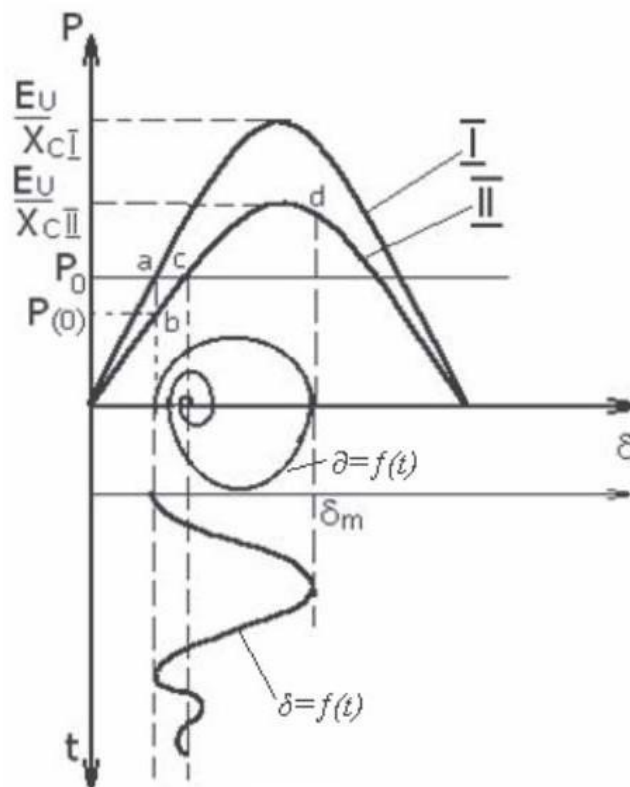


Рисунок 4 – Угловая характеристика при отключении одной цепи линии с сохранением устойчивой работы

В результате на валу машины возникнет некоторый избыточный момент с ускоряющим характером, обусловленный избытком мощности $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$.

Под влиянием этого избыточного (ускоряющего) момента ротор машины начинает ускоряться, увеличивая угол δ . И появляется относительное ускорение: $v = \omega_e - W_0$ – относительная скорость вращения E .

Возникновение ускорения v приводит к увеличению δ , а в угловой характеристике мощности генератора при отключенной цепи ЛЭП рабочая точка будет перемещаться по новой угловой характеристике по направлению к точке C (новая точка равновесия системы).

При этом P_{Γ} начинает увеличиваться, однако вплоть до точки C мощность турбины P_0 все еще превышает P_{Γ} и избыточный момент продолжает сохранять свой знак, благодаря чему угол δ продолжает увеличиваться.

Рассмотрим режим в точке C : $P_{\text{турбины}} = P_0 = P_{\Gamma 2}$

Однако ускорения ν в этой точке достигнет наибольшего значения, поэтому ротор проходит эту точку по инерции. При дальнейшем увеличении $P_T > P_0$ избыточный момент меняет свой знак, ускорение ν уменьшается, а избыточный момент приобретает тормозящий характер и в точке d избыточный момент равен нулю. В этой точке d вектор E будет вращаться с той же угловой скоростью, что и вектор U , и угол между ними не будет возрастать, где $\delta = \delta_m$, он достигнет своего максимального значения, называемого предельным углом выбега генератора. После нескольких последовательных колебаний устанавливается режим с прежним значением передаваемой мощности P_0 и новым $\delta_{уст}$ (точка c). Таким образом, можно говорить о динамической устойчивости электропередачи после отключения цепи. На рисунке 5 показан случай, когда в аварийном режиме отсутствует площадка ускорения, а система выпадает из синхронизма.

Если аварийная угловая характеристика не создает площадки ускорения (рисунок 5), то динамическая устойчивость сохранена не будет, а генератор выпадает из синхронизма.

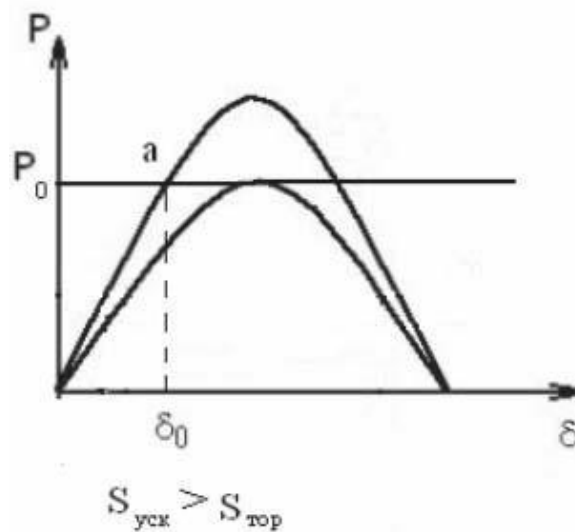


Рисунок 5 – Угловая характеристика при отключении одной цепи линии и выпадении генератора из синхронизма

Отключение генераторов станции системы

Отключение генераторов (ОГ) во время динамического перехода является наиболее распространенным средством сохранения динамической устойчивости простых и сложных электрических систем. Положительными сторонами ОГ являются высокая эффективность и простота исполнения, ОГ предотвращает существенные отрицательные последствия, что способствует его широкому применению.

Отключение генераторов, как средство сохранения динамической устойчивости, приводит к длительным, до 10 часов, потерям генераторных мощностей ограничением потребителей и уменьшает надежность работы оборудования тепловых электростанций.

Отключение части генераторов (ОГ) применяется на электростанциях передающей части энергосистемы. Уменьшение отдаваемой генератором активной мощности при заданном токе возбуждения может быть представлено аналогичным появлению резерва по активной мощности, благотворно влияя на устойчивость системы.

При ОГ резко уменьшается эквивалентная мощность турбин и увеличивается эквивалентное сопротивление генераторов электростанций. Уменьшение мощности турбин приводит к увеличению площади возможного торможения генераторов, а увеличение эквивалентного сопротивления способствует снижению этого эффекта за счет уменьшения амплитуды угловой характеристики мощности.

Отключение части генераторов соответствует снижению эквивалентной мощности турбин станции от P_{m1} до P_{m2} в момент времени $t_{ог}$.

Так, если во время динамического перехода в процессе аварии (рисунок 6) или в послеаварийном режиме (в момент отключения КЗ, рисунок 7) отключить часть генераторов, то условия устойчивости остальной части генераторов будет более заметным, чем уменьшение амплитуды мощности в аварийном или послеаварийном режимах.

Благодаря этому площадка ускорения будет уменьшаться, а площадка торможения – увеличиваться и, следовательно, условия устойчивости улучшатся.

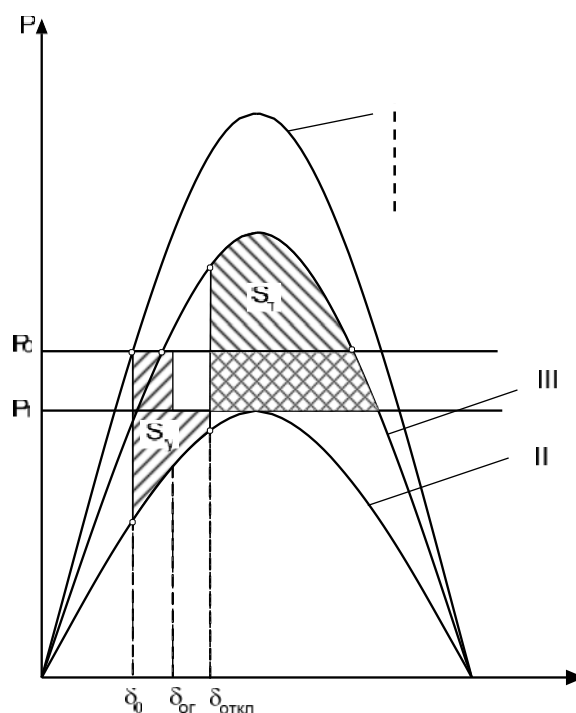


Рисунок 6 – Угловая характеристика при ОГ до отключения КЗ

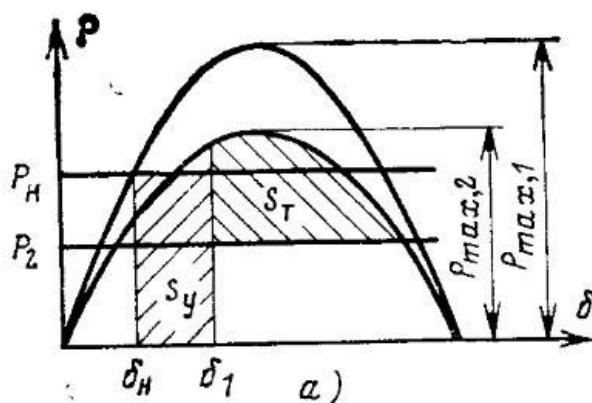


Рисунок 7 – Угловая характеристика при ОГ в момент отключения КЗ

Для послеаварийного режима, наступающего после отключения поврежденной цепи, приведены угловые характеристики, соответствующие полному и неполному (после ОГ) составам генераторов. На рисунке 8 видно, что площадка возможного торможения в результате отключения части генераторов увеличилась, и динамическая устойчивость энергосистемы

сохраняется. При отсутствии ОГ, соответственно, устойчивость не сохраняется.

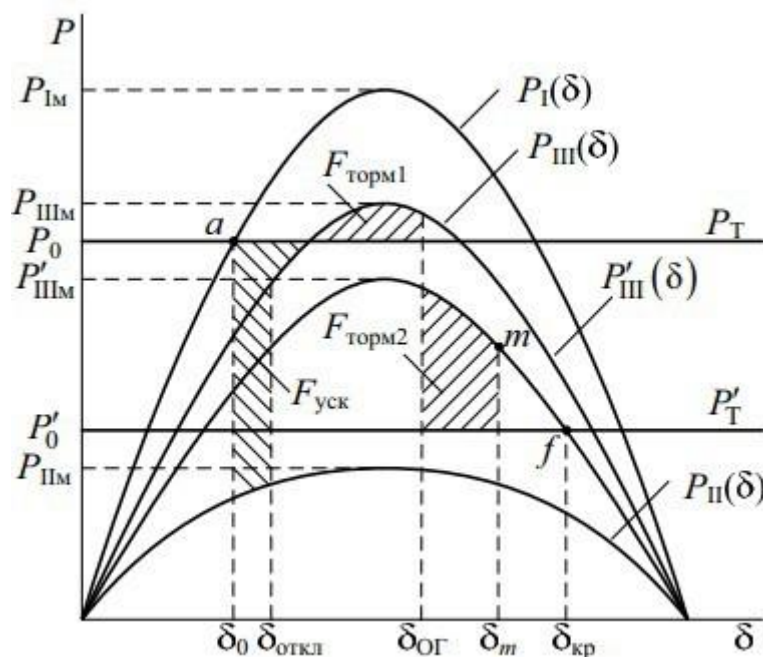


Рисунок 8 – Угловые характеристики при ОГ

Недостатками данного способа являются сравнительно большое время для восстановления первоначальной схемы ЭС, так как необходимо повторное включение отключенных автоматикой ОГ энергоблоков; большая дискретность управляющих воздействий, зависящая от номинальной мощности, величины загрузки агрегатов и схемы их подключения на станции; требование в системах соизмеримой мощности отключения нагрузки в приемной части.

Форсировка возбуждения генераторов станции

В целях повышения динамической устойчивости при КЗ применяется форсировка возбуждения или подъем возбуждения до потолочного за минимальное время.

Форсировка возбуждения (ФВ) – быстрое повышение тока возбуждения для обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях.

ФВ срабатывает, как правило, при снижении напряжения на выводах генератора до 90–80% от номинального. Это делается по нескольким

причинам. С одной стороны, ФВ помогает поддержать напряжение в точках, удаленных от КЗ на более высоком уровне, а значит, сохранить в работе часть электроприемников, в том числе, может быть, жизненно важных для работы самой электростанции. С другой стороны, ФВ дает возможность повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу в электрической сети.

ФВ характеризуется:

- кратностью форсировки – отношением увеличенного потолочного значения тока возбуждения к номинальному (например, 2-кратное или 3кратное);
- быстроедействием – скоростью нарастания тока (определяется величинами постоянной времени T_j и потолка возбуждения).

Системы АРВ не успевают это сделать за приемлемое время. При наличии у генератора форсировки возбуждения следует, для конкретности, принять, что изменение вынужденной ЭДС E_{qe} происходит до установившегося значения по экспоненциальному закону с постоянной времени возбудителя T_e .

Максимальное значение вынужденной ЭДС обычно составляет $E_{qe.np}=3\div 5$, в номинальном же режиме $E_q=1,8\div 2,5$. Говоря о кратности форсировки возбуждения, подразумевают кратность тока возбуждения либо кратность ЭДС, что одно и то же. Форсировка возбуждения оценивается коэффициентом

$$K_{\phi} = \frac{E_{qe.np}}{E_{q.ном}} \cdot \frac{I_{np}}{I_{ном}},$$

максимальное значение этого коэффициента $K_{\phi}=2,5$.

Для анализа переходного процесса с учетом действия форсировки возбуждения к дифференциальному уравнению движения добавляется дифференциальное уравнение для переходной ЭДС:

$$dE_q = \dots \quad 1$$

$$\frac{1}{dt} \cdot E_{qe} \cdot E_q \cdot \frac{1}{T_{d0}},$$

$$\frac{d \cdot 360 f_0}{(m_0 \cdot m), dt} T_j$$

$$d \cdot$$

$$\frac{1}{dt} \cdot \dots$$

Закон регулирования возбуждения:

$$E_{qe} = E_{qe0} \cdot (E_{qe,пр} \cdot E_{qe0})(1 \cdot e^{-Te}),$$

где T_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения, с.

На ФВ возложены задачи обеспечения устойчивости синхронной параллельной работы СМ в первый период качаний и демпфирования значительных электромеханических колебаний в системе (рисунок 9).

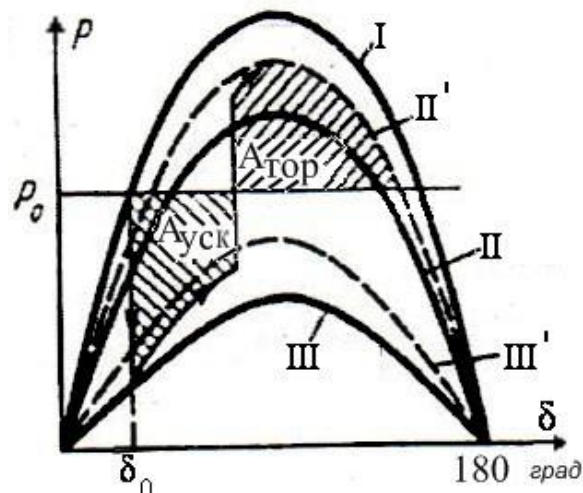


Рисунок 9 – Соотношение энергий (площадок) ускорения и торможения ротора при фазовом воздействии:

I –нормальный режим; II' – послеаварийный режим с форсировкой возбуждения; II – послеаварийный режим без форсировки возбуждения; III' – аварийный режим с форсировкой возбуждения; III – аварийный режим без форсировки возбуждения

Электрическое торможение

Электрическое торможение генераторов используется для повышения устойчивости при симметричных КЗ. Генератор, ротор которого ускоряется из-за какого-либо возмущения, тормозится активными сопротивлениями, включаемыми последовательно или параллельно. Наиболее эффективно параллельное включение сопротивления.

Электрическое (электродинамическое) торможение (ЭТ) – способ сохранения динамической устойчивости ЭС путем гашения части избыточной кинетической энергии за счет подключения специальных нагрузочных резисторов (НР). Электрическое торможение. В доаварийном режиме выключатель В2 отключается, В1 – включается, а в случае аварии – наоборот, что обеспечивает нагрузку генератора на доаварийном уровне. Поэтому генератор не разгоняется, а в случае успешного АПВ линии может втянуться в синхронизм. Такой способ эффективен в случае, если мощность приемной системы велика по сравнению с мощностью передающей станции.

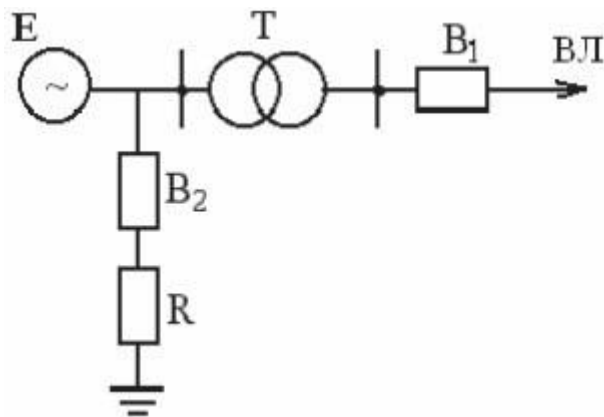


Рисунок 10 – Электрическое торможение

Существуют два способа включения НР: последовательно (рисунок 11а) и параллельное (рисунок 11б). Эффект от последовательного включения зависит от значения токов, протекающих по НР, от параллельного – от уровня напряжения на НР и близости места КЗ к генератору. Последовательное включение НР возможно со стороны нейтрали обмотки генератора.

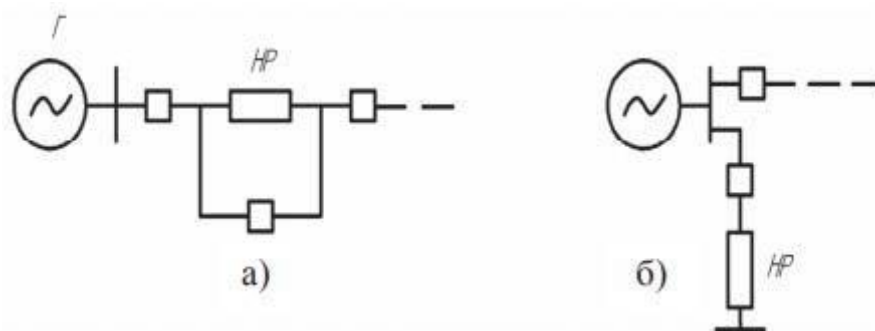


Рисунок 11 – Последовательное (а) и параллельное (б) включение нагрузочных резисторов

В случае последовательного включения сопротивления в нейтраль или на входе генераторов, в нормальном режиме они закорачиваются специальными выключателями. При КЗ выключатели отключаются и НР оказывается включенными в цепь генераторов. ***Повышается электрическая мощность генератора*** за счёт протекания в НР токов КЗ. После отключения КЗ ток в обмотке статора генератора уменьшается, снижается тормозящее воздействие нагрузочных сопротивлений. Поскольку включать НР во время КЗ при малых временах его отключения невозможно, то эффективно включение активных сопротивлений параллельно генераторам или повышающим трансформаторам электростанций.

При включении НР параллельно активные сопротивления нагружают генератор после отключения КЗ.

Рассмотрим переходной процесс при электрическом торможении генератора.

Из характеристики на рисунке 12а видно, что происходит нарушение динамической устойчивости, т.к. площадка торможения меньше площадки ускорения.

Эффект от применения ЭТ достигается за счет частичного уменьшения энергии ускорения, хотя он не всегда реализуется, и увеличения энергии торможения. В случае с НР (рисунок 12б), переходной процесс протекает вначале аналогично, но в момент отключения КЗ включается нагрузочное сопротивление. Электрическая мощность генератора резко увеличивается.

Мощность турбины остаётся неизменной, площадка торможения увеличивается, динамическая устойчивость системы обеспечивается.

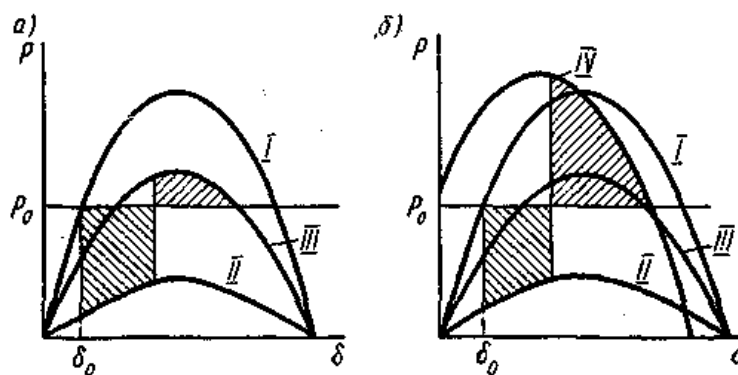


Рисунок 12 – Характеристика мощности без ЭТ (а); Характеристика мощности с ЭТ (б); угловая характеристика мощности: I – нормального режима; II – аварийного режима; III – послеаварийного режима; IV – при включенных тормозных сопротивлениях

Включение сопротивления в нейтраль трансформаторов

В электрических сетях 110 кВ и выше нейтрали трансформаторов глухо заземляются. Если нейтрали трансформаторов заземлить через небольшое активное сопротивление, не повышающее заметно напряжения на нейтрали, то условия работы изоляции не меняются, а устойчивость системы при несимметричных КЗ существенно увеличивается.

При замыканиях на землю в активных сопротивлениях возникают потери мощности, которые повышают нагрузку генераторов и тем самым компенсируют уменьшение мощности, передаваемой в систему. При небольших активных сопротивлениях потери мощности возрастают почти пропорционально значению сопротивления, и коэффициент запаса динамической устойчивости значительно повышается.

Однако увеличение потерь оказывается благоприятным лишь до известного предела. Чрезмерно большие потери могут снова привести к ухудшению устойчивости.

При включении же индуктивного сопротивления в нейтраль трансформатора возрастает результирующее сопротивление (индуктивное)

нулевой последовательности, и устойчивость системы повышается. Для обеспечения устойчивости оказывается возможным ограничиться сравнительно небольшим значением индуктивного сопротивления в нейтральных. Заземление нейтралей трансформаторов через индуктивное сопротивление, как правило, менее эффективно.

При решении вопроса о заземлении нейтралей повышающих и понижающих трансформаторов необходимо иметь в виду, что вследствие большого индуктивного сопротивления нулевой последовательности линии электропередачи, характер заземления нейтралей повышающих трансформаторов не оказывает почти никакого влияния на устойчивость при замыканиях на землю в конце линии электропередачи и, наоборот, играет большую роль при замыканиях в начале линии. Точно так же заземление нейтралей понижающих трансформаторов существенно лишь при замыканиях на землю в конце линии.

Заземление нейтралей через активные и индуктивные сопротивления приводит к повышению устойчивости и при двухфазных замыканиях на землю, хотя и меньшему, чем при однофазных КЗ.

Регулирование турбины генераторов станции

Небаланс мощности, возникающий при возмущении генератора, может быть уменьшен или полностью скомпенсирован снижением мощности турбины. Если бы регуляторы турбины были безынерционными, т.е. могли мгновенно реагировать на изменение электрической мощности, соответственно меняя механическую мощность, то возможность нарушения динамической устойчивости была бы исключена. Однако обычные регуляторы турбин являются инерционными системами со значительной зоной нечувствительности. При качаниях генераторов они не реагируют на изменения скорости. Большими возможностями регулирования обладают газовые турбины, у которых удается быстро изменять механическую мощность при синхронных качаниях генераторов.

Аварийное управление мощностью турбин (АУМТ) – способ сохранения динамической устойчивости избыточных ЭЭС путем управления переходными электромеханическими процессами непосредственным изменением механической мощности турбины. Таким образом, АУМТ (как и ОГ) решает две задачи: обеспечение динамической устойчивости и переход к новому послеаварийному режиму с меньшей мощностью, выдаваемой станцией, в соответствии с новым пределом по статической устойчивости.

Обычно АУМТ применяется для регулирования паровых турбин, так как оно экономически более целесообразно по сравнению с ОГ и последующим долгим процессом пуска блока. Кратковременное ограничение мощности гидротурбин находится в стадии разработки и экономически не всегда оправдано.

Эффект от АУМТ обычно выше, чем от ОГ, так как все генераторы остаются в работе, электрическая связь не ослабляется и, следовательно, требуется меньший объем управляющих воздействий.

Для обеспечения быстрого управления мощностью в систему регулирования турбины вводят электрогидравлический преобразователь (ЭГП), преобразующий электрический входной сигнал в форсированный гидравлический, который обеспечивает кратковременную глубокую разгрузку турбины. В качестве входного сигнала в ЭГП обычно используют управляющий импульс (рисунок 13). Его параметры зависят от предшествующего режима и тяжести аварии, поэтому этот способ управления мощностью называют импульсной разгрузкой турбины (ИРТ). Параметры импульса определяют процесс разгрузки турбины. Так u и T_u задают скорость и глубину разгрузки, а α , $T_{зап}$, $\eta_{лом}$ – скорость, время запаздывания и уровень восстановления нагрузки.

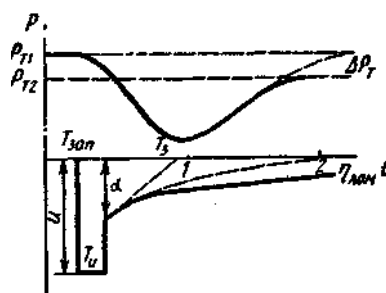


Рисунок 13 – Графики управляющего импульса и изменения мощности турбины

Эффект от АУМТ проиллюстрируем с помощью метода площадей (рисунок 14).

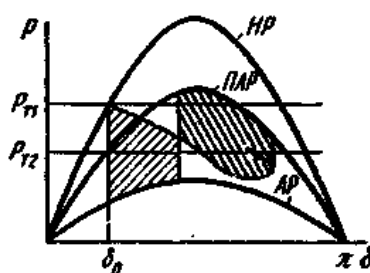


Рисунок 14 – Соотношение энергий (площадок) ускорения и торможения при АУМТ

При определении параметров управляющего импульса нужно учитывать возможные нарушения устойчивости во втором и последующих циклах качаний из-за достаточно высокой скорости восстановления нагрузки турбины. Это требует осторожности в применении этого способа в многомашинных системах, при большой местной нагрузке, в случае неполного восстановления мощности турбины. Таким образом, возникает сложная задача определения дозировки управляющих воздействий (УВ). Для обеспечения снижения мощности по условиям устойчивости послеаварийного режима [аварийное ограничение мощности (АОМ)] следует уменьшить уставку механизма изменения частоты вращения турбины на соответствующее $\eta_{лом}$.

Общие сведения о методике расчета устойчивости в простейшей системе

Задачи анализа динамической устойчивости связаны с переходом системы от одного установившегося режима к другому:

- а) расчет параметров динамического перехода при эксплуатационном или аварийном отключении нагруженных элементов электрической системы.
- б) определение параметров динамического переходов при КЗ в системе с учетом:
 - возможного перехода одного несимметричного КЗ в другое;
 - работы автоматического повторного включения элемента, отключившегося после КЗ.

Допущения, принимаемые при анализе устойчивости:

1. Скорость вращения роторов синхронных машин при протекании электромеханических переходных процессов изменяется в небольших пределах (2-3%) синхронной скорости.
2. Напряжение и токи статора и ротора генератора изменяются мгновенно.
3. Нелинейность параметров системы обычно не учитывается. Нелинейность же параметров режима учитывается, когда от такого учета отказываются, это оговаривают и система называется линеаризованной.
4. Перейти от одного режима электрической системы к другому можно, изменив собственные и взаимные сопротивления схемы, ЭДС генераторов и двигателей.
5. Исследование динамической устойчивости при несимметричных возмущениях производится в схеме прямой последовательности. Движение роторов генераторов и двигателей обусловлено моментами, создаваемыми токами прямой последовательности.

Заданными для исходной схемы (рисунок 1) являются следующие величины:

1) генератор:

$P_{НГ}$ – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора;

X_d, X'_d, X_q – параметры схемы замещения, приведенные к номинальной мощности генератора, о.е.;

T_j – инерционная постоянная ротора генератора, сек.;

2) нагрузка:

$P_0 (\cos\varphi_0)$ – активная мощность (коэффициент мощности) нагрузки, МВт (о.е.);

3) трансформаторы (T_1, T_2):

$S_n (U_k)$ – полная мощность (напряжение КЗ), МВА (%);

4) ЛЭП:

$l (x_0)$ – длина (удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности), км (Ом/км); $l_1 = \nu l, l_2 = l - l_1$ (рисунок 1);

5) система:

$S_c (U_c)$ – мощность КЗ (напряжение) системы, МВА (кВ).

Схема замещения простейшей системы имеет вид, изображенной на рисунке 2.

Для расчета устойчивости в схеме замещения (рисунок 2) не учтены активные сопротивления, емкости ЛЭП и потери холостого хода трансформаторов и генераторов. Приняты следующие обозначения:

X_n – индуктивные сопротивления цепи ЛЭП;

X_{T1}, X_{T2} – индуктивные сопротивления T_1 и T_2 ;

$E_G (U_G), X_G$ – ЭДС (напряжение) и сопротивление генераторов;

$U_c, X_c=0$ – напряжение и сопротивление системы;

K_{s1}, K_{s2} – ключи, имитирующие выключатели B_1, B_2 .

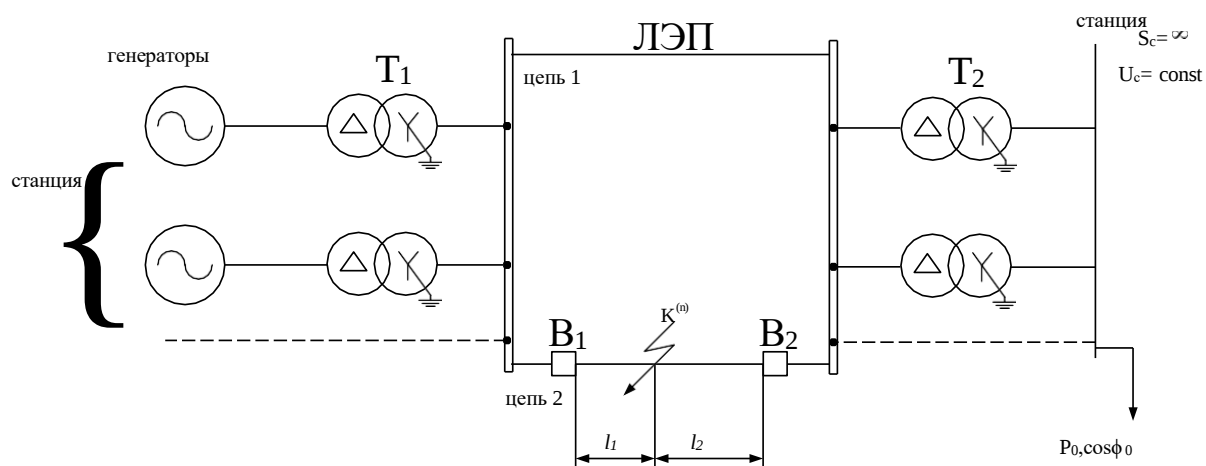


Рисунок 1 – Схема простейшей системы

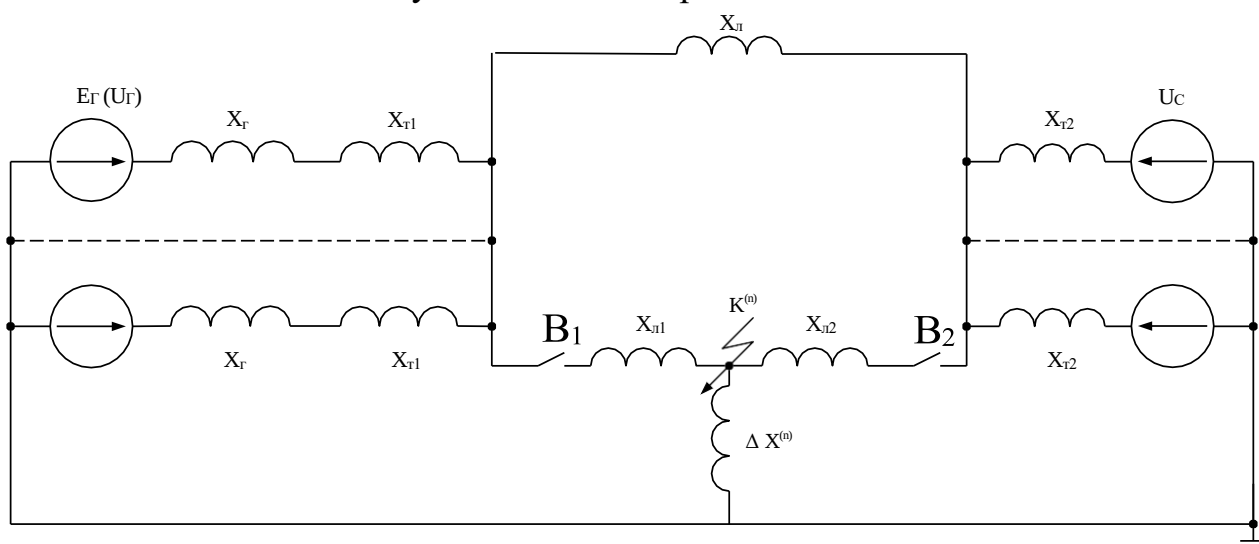


Рисунок 2 – Общая схема замещения простейшей системы для расчета статической и динамической устойчивости ($X_L = X_{L1} + X_{L2}$)

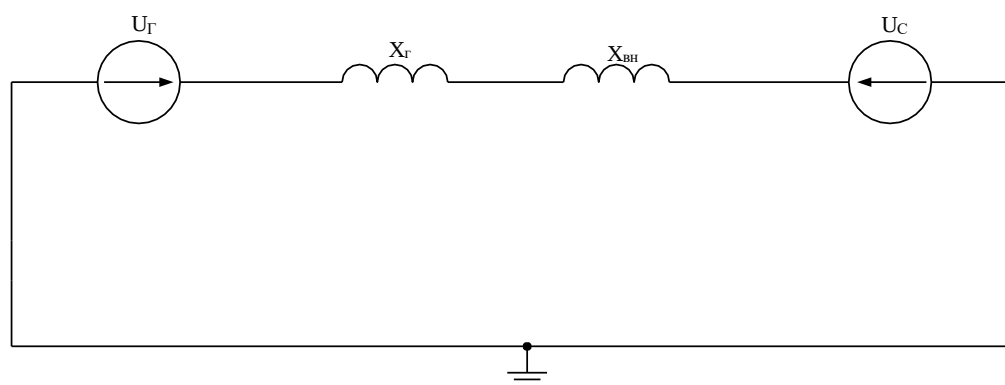


Рисунок 3 – Эквивалентная схема для расчета статической устойчивости

Для расчета статической устойчивости B_1 и B_2 всегда замкнуты. При исследовании динамической устойчивости поврежденная цепь ЛЭП

отключается выключателями (B_1 и B_2), $\Delta X(n)$ – шунт КЗ (зависит от вида КЗ).

Все элементы схемы замещения рекомендуется рассчитывать в относительных единицах с приведением к усредненным коэффициентам трансформации [1]. Схема замещения генератора (U_G , X_G) зависит от вида регулятора возбуждения. Так, для генераторов:

- не имеющих регуляторов возбуждения:
 $U_G = E_q$ и $X_G = X_d$;
- с АРВ ПТ: $U_G = E'_q$ и $X_G = X'_d$; – с АРВ СД:
 $U_G = E_q$ и $X_G = 0$.

Схемы замещения для расчета статической устойчивости преобразуются к виду, изображенному на рисунке 3. Здесь X_{T1} , X_{T2} – с учетом параллельных ветвей.

$$X_{вн} = X_{T1} + X_{T2} + X_n/2 \quad (1)$$

Угловые характеристики мощности определяются по выражениям, приведенным в таблице 1. Следует иметь ввиду, что для явно полюсных машин принята схема замещения по осям d и q , что вызывает появление дополнительной схемы замещения генератора по оси q и фиктивной ЭДС E_Q за сопротивлением X_q [2].

Таблица 1 – Выражения для расчета угловых характеристик мощности

Тип возбуждения	Выражения	
	Характеристики мощности	ЭДС синхронной машины
Неявнополюсная синхронная машина ($X_d = X_q$)		
без АРВ	$P_{Eq} \cdot \frac{E_q \cdot U_C}{X_d} \cdot \sin \cdot$	$\left U_C \cdot \frac{Q \cdot X_d^2 \cdot P \cdot X}{U_C \cdot U_C} \right $
с АРВ ПТ	$P_{Eq} \cdot \frac{E \cdot U}{X_d} \cdot \sin \cdot$ $\frac{U_{C2} \cdot X_d \cdot X_d}{2 \cdot X_d \cdot X_d} \cdot \sin 2 \cdot$	$\left U_C \cdot \frac{Q_0 \cdot X_d^2}{U_C} \cdot P \cdot X \right $

$$K_p \cdot \frac{P_{np} \cdot P_0}{P_0} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где P_{np} – предельная мощность в простейшей системе при заданных условиях.

P_{np} определяется путем исследования на экстремум выражения для характеристик мощности (таблица 1). Характеристики мощности по п.п.2 задания строятся на одном чертеже с указанием всех экстремальных точек, зон устойчивой работы генераторов и заданного режима.

При расчете динамической устойчивости весь переходный процесс разбивается на 3 этапа:

- нормальный режим работы, предшествующий аварии;
- аварийный режим, например, КЗ (до момента отключения его В₁ и В₂);
- послеаварийный режим, возникающий после отключения КЗ.

Для каждого режима находится характеристика мощности в предположении, что генераторы оснащены АРВ ПТ, либо АРВ СД. При расчетах учитываются только первые гармоники характеристики мощности. Для нахождения характеристик мощности при КЗ в начале, либо конце линии, используется следующее выражение [3]:

$$P_2 \cdot \frac{U^r \cdot U^c}{X_{ав}} \cdot \sin \cdot , \quad (4)$$

где $X_{л1}=0$, $X_{л2}=X_{л}$, (либо $X_{л2}=0$, $X_{л1}=X_{л}$).

$$X_{ав} \cdot X_{Г} \cdot X_{вн} \cdot \frac{(X_{Г} \cdot X_{Г1})(\cdot X_{Г2} \cdot X_{Л})}{\cdot X}. \quad (5)$$

$X_{ав}$ получается путем преобразования Y в Δ и пренебрежением поперечных ветвей. В общем виде для любого места КЗ сопротивление находить по выражению (рисунок 2);

$$X_{a6} \cdot X_{31} \cdot X_{36} \cdot X_{37} \cdot X_{T2} \cdot \frac{(X_{31} \cdot X_{36})(\cdot X_{T2} \cdot X_{37})}{X_{38}}; \quad (6)$$

$$X_{31} \cdot X_{Xr} \cdot t_1;$$

$$X_{32} \cdot X_{Л} \cdot \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{\cdot X^{(n)}};$$

$$X_{33} \cdot X_{Л2} \cdot \cdot X \cdot \frac{\cdot X^{(n)} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1}};$$

$$X_{34} \cdot X_{Л1} \cdot \cdot X \cdot \frac{\cdot X^{(n)} \cdot X_{Л1}}{X_{Л2}};$$

$$X_{35} \cdot \frac{X_{Л} \cdot X_{32}}{X_{Л} \cdot X_{32}};$$

$$X_{36} \cdot \frac{X_{34} \cdot X_{35}}{\cdot y};$$

$$X_{37} \cdot \frac{X_{33} \cdot X_{35}}{\cdot y};$$

$$X_{38} \cdot \frac{X_{33} \cdot X_{34}}{\cdot y};$$

$$\cdot y \cdot X_{33} \cdot X_{34} \cdot X_{35}$$

Здесь:

$U_{Г}$, $X_{Г}$ – напряжение схемы замещения генераторов в зависимости от типа АРВ.

Далее находится величина предельного угла отключения одной цепи

$$\cos \delta_{пр.откл} \cdot \frac{P_0 \cdot (\delta_{пр} \cdot \delta_0) \cdot P_{пр3} \cdot \cos \delta_{пр} \cdot P_{пр2} \cdot \cos \delta_0}{P_{пр3} \cdot P_{пр2}}, \quad (7)$$

где $\delta_0 = \arcsin \frac{P}{P_{пр1}^0}$ — начальный угол работы системы;

$\delta_{кр} = 180^\circ - \arcsin \frac{P}{P_{пр3}^0}$ — максимально возможный угол качания ротора в

процессе динамического перехода в заданной системе;

$P_{пр1}, P_{пр2}, P_{пр3}$ — предельные мощности, соответствующие первым гармоникам характеристик для режимов работы системы: нормального, аварийного режимов, послеаварийного соответственно.

Величины $\delta_{кр}$ и δ_0 в (7) следует подставлять в радианах [3]. Для $K^{(3)}$ определяется время предельного отключения поврежденной цепи по выражению из [2], [3] в сек:

$$t_{пр.откл} = \sqrt{\frac{\delta_{пр.откл} \cdot \delta_0}{9000 \cdot P_0}}, \quad (8)$$

где T_j — инерционная постоянная ротора генератора, сек.

Величины $\delta_{пр.откл}$ и δ_0 подставляются в формулу (8) в градусах, а не инерционная постоянная T_j , приведенная к базисным условиям:

$$T_j = n \cdot T_j \cdot \frac{S_{HI}}{S_0}, \quad (9)$$

где n — количество генераторов;

T_j — инерционная постоянная по заданию, сек;

$S_{нг}$, $S_{б}$ – соответственно полная и базисная мощности генератора.

Для аналитического расчета динамической устойчивости при КЗ, необходимо использовать метод последовательных интервалов [3]. Рассмотрим основные положения этого метода. Весь переходный процесс, связанный с КЗ и его отключением, разбивается на ряд небольших интервалов времени Δt . Для каждого из этих интервалов последовательно вычисляется приближенное значение приращения $\Delta\delta$. В момент КЗ отдаваемая генератором мощность падает и возникает некоторый избыток мощности ΔP_0 .

$$\Delta P_0 = P_0 - P \approx P_0 - P_{(0)}, \quad (10)$$

где $P_{(0)} = P_{np2} \cdot \sin \delta_0$ – значение мощности в момент КЗ на аварийной характеристике. Характеристики P_0 в нормальном режиме, при КЗ и при отключении поврежденной цепи принимают различные значения:

$$P_i = \frac{U^r \cdot U^c}{X}, \quad (11)$$

где U_c (X) – соответственно ЭДС генератора (суммарное сопротивление между ЭДС генератора и системой), для режима работы по выражениям (1, 2, 5, 6) и из таблицы 1. Значение приращения угла $\Delta\delta$, в электрических градусах, для начала расчета принимается как:

$$\Delta\delta = \frac{P_0}{P} \cdot k \cdot \frac{1}{2}, \quad (12)$$

$$k = \frac{360 \cdot f \cdot T_i}{T_i};$$

$f=50$ Гц – промышленная частота сети в Российской Федерации;

· t^2 – интервал времени (обычно при ручном расчете принимается равным 0,1–0,05 с, если амплитуда колебаний невелика, то · t может быть увеличена);

T_j – инерционная постоянная, рассчитывается по выражению (9).

—

В дальнейшем для i -го интервала приращение угла определяется как:

$$\dot{\delta} = \dot{\delta}_0 + k \cdot \dot{P}_0. \quad (13)$$

Зная приращение угла в первом интервале, можно найти абсолютное значение угла в конце интервала времени или в начале следующего интервала:

$$\dot{\delta}_{(1)} = \dot{\delta}_0 + \dot{\delta} \cdot \Delta t, \quad (14)$$

где $\dot{\delta}_0$ – определяется по выражению (7).

Расчеты угла производятся в электрических градусах. Для нового значения угла $\dot{\delta}_{(1)}$ можно определить избыток мощности $\Delta P_{(1)}$, в относительных единицах, во втором интервале времени по формуле:

$$\dot{P} = P_0 + P_2 \cdot \sin \dot{\delta}_{(1)} \text{ и т.д.} \quad (15)$$

Расчет методом последовательных интервалов ведется до тех пор, пока угол δ не начинает уменьшаться или пока не станет ясно, что угол беспрестанно возрастает, т.е. генераторы станции выходят из синхронизма. Если в начале некоторого k -го интервала происходит отключение поврежденной цепи, то избыток мощности внезапно изменяется от некоторой величины $\Delta P'_{(k-1)}$ до величины $\Delta P''_{(k-1)}$ (рисунок 12).

Приращение угла в первом интервале после момента отключения определяется по выражению:

$$\dot{\delta} = \frac{P_{(k-1)} - P_{(k)}}{2} \cdot k \cdot \frac{1}{T_j}. \quad (16)$$

Для $K^{(3)}$ находится зависимость $\delta_{пр.откл} = f(t_{пр.откл})$ по выражению, полученному из (8). Строится характеристика, на которой отмечаются

предельные угол и время отключения для заданных условий работы системы. Строится зависимость $\delta=f(t)$, полученная с помощью метода последовательных интервалов, на которых штрихуются площадки ускорения, торможения и возможного торможения. На этой характеристике необходимо выделить предельные угол и время отключения. Аналитические исследования могут быть проверены с помощью компьютерных расчетов по программам: STAT и DIN.

В РГР должны быть решены 3 задачи

Задача №1. Произвести расчет методом последовательных интервалов динамическую устойчивость в простейшей системе при действии одного из нижеперечисленных возмущающих факторов:

- успешного и неуспешного однократного или двухкратного АПВ при возникновении и отключении КЗ в системе;
- отключение одной из цепей линии электропередач;
- отключение генераторов станции системы;
- изменение мощности нагрузки в системе;
- изменение напряжения приемной системы;
- работа форсировки возбуждения генераторов станции при возникновении и отключении КЗ в системе;
- действие электрического торможения при возникновении и отключении КЗ в системе;
- включение сопротивления в нейтраль трансформаторов при возникновении и отключении несимметричных КЗ на землю в линии системы;
- учет регулирования турбины генераторов станции при возникновении КЗ в системе.

Задача №2. В случае выхода генераторов станции из синхронизма – произвести расчет (оценку) асинхронного режима и условий ресинхронизации. Если генераторы станции остаются в синхронизме – по

согласованию с руководителем рассчитать вариант повышения устойчивости либо вариант предельного ужесточения возмущающих факторов.

Задача №3. На одном рисунке построить характеристики мощности совместно с полученными зависимостями $\cdot = f(t)$ для задач №1 и 2. Произвести следующие построения: площадки ускорения и торможения, характерные мощности, углы и соответствующие им временные промежутки.

Исходные данные для выполнения расчет-графической работы

Вариант простейшей системы выдается преподавателем по таблице 3. Вариант возмущающего фактора выдается руководителем по таблице 4.

Принять следующее количество генераторов и трансформаторов на передающей станции (трансформаторов приемной системы): для четного варианта – 2, нечетного – 3. Расчет динамической устойчивости произвести для следующих случаев оснащения генераторов станции АРВ:

- четные варианты – АРВ ПТ;
- нечетные варианты – АРВ СД.

Таблица 3 – Задание на типовой расчет в простейшей системе

№ пп	Генератор							Нагрузка		Т1		Т2		ЛЭП			Система	Вид КЗ
Вариант	$P_{нг},$ МВт	$\cos\varphi$	$X_d,$ о.е.	$X'_d,$ о.е.	$X_q,$ о.е.	$T_j,$ сек	$X_2,$ о.е.	$P_0,$ МВт	$\cos\varphi$	$S_{нт1},$ МВА	$U_{кТ1},$ %	$S_{нт2},$ МВА	$U_{кТ2},$ %	$l,$ км	ν	$X_{01},$ Ом/км	$U_c,$ о.е.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	240	0,84	0,59	0,087	0,59	6	2,16	200	0,95	400	11	417	12,5	150	0	0,4	0,9	1
2	256	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	230	0,94	400	11	417	12,5	180	0,1	0,4	0,91	1
3	270	0,85	0,59	0,087	0,59	6	2,16	210	0,94	700	11	417	12,5	180	0,2	0,4	0,92	2
4	255	0,81	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	250	0,92	400	11	417	12,5	160	0,3	0,4	1,2	2
5	260	0,81	0,59	0,087	0,59	6	2,16	180	0,92	400	11	417	12,5	160	0,4	0,4	1,18	1,1
6	248	0,8	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	190	0,93	400	11	417	12,5	140	0,5	0,4	1,16	1,1
7	250	0,8	0,59	0,087	0,59	6	2,16	215	0,93	400	11	417	12,5	140	0,6	0,4	1,14	1
8	265	0,85	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	220	0,94	400	11	417	12,5	130	0,7	0,4	1,12	1
9	275	0,85	0,59	0,087	0,59	6	2,16	240	0,94	400	11	417	12,5	130	0,8	0,4	1,1	1
10	275	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	240	0,92	400	11	417	12,5	100	0,85	0,4	0,94	1
11	265	0,83	0,59	0,087	0,59	6	2,16	220	0,92	400	11	417	12,5	100	0,65	0,4	0,96	1
12	250	0,84	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	215	0,93	400	11	417	12,5	170	0,55	0,4	0,98	1,1
13	248	0,84	0,59	0,087	0,59	6	2,16	190	0,93	400	11	417	12,5	170	0,45	0,4	1	1,1
14	260	0,82	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	180	0,94	400	11	417	12,5	140	0,35	0,4	1,02	1,1
15	255	0,82	0,59	0,087	0,59	6	2,16	250	0,94	400	11	417	12,5	135	0,25	0,4	1,04	1,1
16	270	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	210	0,93	400	11	417	12,5	135	0,15	0,4	1,06	2
17	265	0,83	0,59	0,087	0,59	6	2,16	230	0,93	400	11	417	12,5	145	0,05	0,4	1,08	2
18	240	0,81	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	200	0,92	400	11	417	12,5	155	0	0,4	1	1,1
19	245	0,81	0,59	0,087	0,59	6	2,16	260	0,92	400	11	417	12,5	155	0	0,4	0,9	1
20	270	0,85	0,61	0,084	0,15	8	2,23	210	0,95	350	10,5	400	12,5	150	0,1	0,4	0,91	1
21	240	0,81	0,61	0,084	0,61	8	2,23	180	0,94	350	10,5	400	12,5	180	0,2	0,4	0,92	2

22	260	0,8	0,61	0,084	0,15	8	2,23	240	0,94	350	10,5	400	12,5	160	0,3	0,4	1,2	2
23	250	0,83	0,61	0,084	0,61	8	2,23	215	0,94	350	10,5	400	12,5	140	0,4	0,4	1,18	1,1
24	275	0,9	0,61	0,084	0,15	8	2,23	220	0,93	350	10,5	400	12,5	100	0,5	0,4	1,16	1,1
25	265	0,87	0,61	0,084	0,61	8	2,23	190	0,94	350	10,5	400	12,5	130	0,6	0,4	1,14	1
26	268	0,85	0,61	0,084	0,15	8	2,23	250	0,92	350	10,5	400	12,5	135	0,7	0,4	1,12	1
27	255	0,83	0,61	0,084	0,61	8	2,23	230	0,93	350	10,5	400	12,5	155	0,8	0,4	1,1	1
28	265	0,84	0,61	0,084	0,15	8	2,23	260	0,94	350	10,5	400	12,5	180	0,75	0,4	0,94	1

29	245	0,85	0,61	0,084	0,61	8	2,23	220	0,93	350	10,5	400	12,5	140	0,65	0,4	0,96	1
30	245	0,81	0,61	0,084	0,15	8	2,23	200	0,92	350	10,5	400	12,5	160	0,55	0,4	0,98	1,1
31	265	0,91	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	230	0,95	350	10,5	400	12,5	170	0,45	0,4	1	1,1
32	255	0,92	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	225	0,94	350	10,5	400	12,5	155	0,35	0,4	1,02	1,1
33	248	0,94	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	210	0,92	350	10,5	400	12,5	180	0,25	0,4	1,04	1,1
34	265	0,95	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	235	0,93	350	10,5	400	12,5	155	0,15	0,4	1,06	2
35	275	0,87	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	250	0,94	350	10,5	400	12,5	135	0,05	0,4	1,08	2
36	250	0,83	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	210	0,95	350	10,5	400	12,5	145	0	0,4	1	1,1
37	260	0,84	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	220	0,92	350	10,5	400	12,5	160	0,07	0,4	1,2	1,1
38	270	0,84	0,56	0,075	0,16	9	2,05	235	0,93	350	10,5	400	12,5	120	0,17	0,4	1,17	1,1
39	240	0,85	0,56	0,075	0,56	9	2,05	215	0,94	350	10,5	400	12,5	130	0,27	0,4	1,11	1,1
40	271	0,81	0,56	0,075	0,16	9	2,05	235	0,93	350	10,5	400	12,5	130	0,37	0,4	1,11	1,1
41	260	0,8	0,56	0,075	0,56	9	2,05	240	0,95	350	10,5	400	12,5	139	0,47	0,4	1,08	2
42	250	0,83	0,56	0,075	0,16	9	2,05	205	0,92	350	10,5	400	12,5	145	0,57	0,4	1,05	2
43	275	0,84	0,56	0,075	0,16	9	2,05	261	0,97	350	10,5	400	12,5	165	0,67	0,4	1,02	2
44	265	0,83	0,56	0,075	0,56	9	2,05	212	0,94	350	10,5	400	12,5	175	0,77	0,4	0,99	1
45	255	0,85	0,56	0,075	0,16	9	2,05	230	0,9	350	10,5	400	12,5	195	0,87	0,4	1,2	1,1
46	269	0,81	0,56	0,075	0,56	9	2,05	230	0,9	350	10,5	400	12,5	190	0,03	0,4	1,2	1,1

47	245	0,82	0,56	0,075	0,16	9	2,05	240	0,97	350	10,5	400	12,5	200	0,13	0,4	1,16	1,1
48	268	0,81	0,52	0,06	0,52	6	1,9	255	0,94	350	10,5	400	12,5	205	0,23	0,4	1,12	1,1
49	255	0,88	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	235	0,95	350	10,5	400	12,5	200	0,33	0,4	1,08	1,1
50	265	0,83	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	265	0,96	350	10,5	400	12,5	195	0,43	0,4	1,04	2
51	245	0,84	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	215	0,97	350	10,5	400	12,5	190	0,53	0,4	1	2
52	245	0,85	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	210	0,96	350	10,5	400	12,5	185	0,63	0,4	0,96	1
53	265	0,84	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	237	0,95	350	10,5	400	12,5	180	0,73	0,4	0,92	1
54	255	0,83	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	223	0,94	350	10,5	400	12,5	175	0,05	0,4	1,04	1,1
55	248	0,81	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	218	0,93	350	10,5	400	12,5	170	0,15	0,4	1,06	1,1
56	265	0,8	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	245	0,92	350	10,5	400	12,5	175	0,25	0,4	1,08	1,1
57	275	0,81	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	251	0,91	350	10,5	400	12,5	180	0,35	0,4	1,1	2
58	250	0,82	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	210	0,9	350	10,5	400	12,5	185	0,45	0,4	1,12	2
59	260	0,83	0,62	0,09	0,16	8,5	2,27	222	0,91	350	10,5	400	12,5	195	0,55	0,4	1,14	2
60	270	0,84	0,62	0,09	0,62	8,5	2,7	234	0,92	350	10,5	400	12,5	195	0,65	0,4	1,16	1

Таблица 4 – Задание на расчет динамической устойчивости (Рассчитать расчетный режим $\cdot = \cdot (t)$ в течение времени t_K)

№ вар.	Расчетный режим	$\cdot t_{АПВ}$, сек	$\cdot t_{ф}$, сек	$\cdot t_{пер}$, сек	$\cdot t_{рз}$, сек	$\cdot t_K$, сек	Последовательность расчета
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Однократное АПВ $\cdot t_{ф} = \cdot t_{АПВ}$	3	–	–	1,5	4,5	$K^{(1,1)}$, неуспешное АПВ – $K_{(1)}$
2		2,5	–	–	1	5	$K^{(3)}$, неуспешное АПВ – $K_{(2)}$,
3		4	2	–	–	7	$K^{(2)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,4$ через $\cdot t_{ф}$
4		3,5	1,5	–	–	6	$K^{(3)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=2$ через $\cdot t_{ф}$
5		3	2,2	–	1	6	$K^{(1,1)}$, неуспешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,5$ через $\cdot t_{ф}$
6		2,5	1,5	–	1,8	6,5	$K^{(3)}$, неуспешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,8$ через $\cdot t_{ф}$
7		3,5	1	–	-	6	$K^{(1,1)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,7$ через $\cdot t_{ф}$
8	Отключение одной из цепей ЛЭП	–	1,5	4	–	7,5	Одна из цепей ЛЭП отключается кратковременно с двух сторон на время $\cdot t_{пер}$, а затем подключается вновь. Через $\cdot t_{ф}$ срабатывает форсировка возбуждения.
9		–	1	3	–	8	
10		–	2	5	–	7,8	
11		–	1,8	4,5	–	7	
12		–	1	3	–	7,3	
13		–	1,3	3,8	–	7,3	
14		–	1,6	4,2	–	8	
15		–	2	4,8	–	8,2	
16	Двукратное АПВ	2	–	–	1	7,9	$K_{(3)} - K_{(2)}$
17		1,8	–	–	1,5	7,7	$K_{(2)} - K_{(2)}$
18		1,5	–	–	0,8	6,9	$K_{(1,1)} - K_{(1)}$
19		1,75	–	–	1,2	6,7	$K_{(1,1)} - K_{(2)}$
20		2,1	–	–	1,4	7,5	$K_{(3)} - K_{(3)}$
21		2,5	–	–	1,7	7,8	$K_{(1,1)} - K_{(1,1)}$
22		3	–	–	1,6	8,5	$K_{(3)} - K_{(3)}$

23	Отключение одного из генераторов на время $\cdot t_{\text{пер}}$	–	0,8	2	–	6,5	$K\phi=2$	На остальных генераторах срабатывает форсировка через $\cdot t\phi$.
24		–	1	3	–	7	$K\phi=1,5$	
25		–	1,2	4	–	8	$K\phi=1,4$	
26		–	0,7	2,1	–	6,8	$K\phi=1,6$	
27		–	0,9	2	–	6	$K\phi=2$	
28		–	1,1	2,5	–	7	$K\phi=1,7$	
29		–	1	2,8	–	7,5	$K\phi=1,9$	

30	Мощность нагрузки скачкообразно изменяется с P_0 до P_1 , а затем через $\cdot t_1$ до P_2 и через $\cdot t\phi$ возвращается к исходному состоянию P_0 .	–	1,2	3,5	–	8	$K\phi=1,8$	
31		1	2	–	–	6,8	$P_1=0,5 \cdot P_0, P_2=2,5 \cdot P_0$	
32		2	1	–	–	6,5	$P_1=0,7 \cdot P_0, P_2=3 \cdot P_0$	
33		3	1	–	–	7	$P_1=3,2 \cdot P_0, P_2=0,5 \cdot P_0$	
34		1,5	2	–	–	6,7	$P_1=4,8 \cdot P_0, P_2=0,3 \cdot P_0$	
35		2	2	–	–	5,9	$P_1=4 \cdot P_0, P_2=1,2 \cdot P_0$	
36		1,8	2,2	–	–	7,2	$P_1=2,6 \cdot P_0, P_2=0,2 \cdot P_0$	
37		4	1	–	–	7,5	$P_1=0,8 \cdot P_0, P_2=4,6 \cdot P_0$	
38		2	3	–	–	7,7	$P_1=0,2 \cdot P_0, P_2=5,4 \cdot P_0$	
39		2	1,6	–	–	6,8	$P_1=0,7 \cdot P_0, P_2=5,8 \cdot P_0$	
40	Напряжение системы скачкообразно изменяется с U_C до U_1 , а затем через $\cdot t_1$ до U_2 , через $\cdot t\phi$ происходит возврат к U_C .	1	3	–	–	6,5	$U_1=0,8 \cdot U_C, U_2=1,2 \cdot U_C$	
41		2	2	–	–	7,4	$U_1=0,6 \cdot U_C, U_2=1,18 \cdot U_C$	
42		1,5	1,5	–	–	8	$U_1=1,2 \cdot U_C, U_2=0,9 \cdot U_C$	
43		3	1	–	–	7	$U_1=1,15U_C, U_2=0,95 \cdot U_C$	
44		1,8	2	–	–	7,2	$U_1=0,9 \cdot U_C, U_2=1,17 \cdot U_C$	
45		4	1	–	–	7,6	$U_1=0,85 \cdot U_C, U_2=1,25 \cdot U_C$	
46		2,5	2	–	–	7,8	$U_1=0,95 \cdot U_C, U_2=1,08 \cdot U_C$	
47		3,5	2,5	–	–	8,3	$U_1=1,07 \cdot U_C, U_2=1,18 \cdot U_C$	
48	После возникновения КЗ срабатывает форсировка возбуждения (мгновенно в момент КЗ); КЗ отключается через $\cdot t_{p3}$, форсировка – через $\cdot t\phi$. Кратность форсировки K_ϕ ($K_\phi=E_d$)	–	2,5	–	3,5	6,5	$K^{(2)}, K\phi=1,4$	
49		–	2,6	–	3,6	6,5	$K^{(1,1)}, K\phi=1,6$	
50		–	2,7	–	3,7	6,5	$K^{(2)}, K\phi=1,5$	
51		–	2,8	–	3,8	6,5	$K^{(1,1)}, K\phi=1,4$	
52		–	2,9	–	3,9	7	$K^{(2)}, K\phi=1,7$	
53		–	3,5	–	4	7	$K^{(1,1)}, K\phi=1,8$	
54		–	3,3	–	4,1	7	$K^{(2)}, K\phi=1,9$	

55	$\max/U_{qн}$, либо $U_{Гq \max}/U_{Гн}$).	—	3,2	—	4,2	7	$K^{(1,1)}$, $K\phi=1,5$
56	После возникновения	2,7	—	—	3,5	8	$K^{(1,1)}$, $K\phi=1,4$
57	КЗ через $\cdot t_1$.	2,5	—	—	3,7	8,5	$K^{(2)}$, $K\phi=1,5$
58	срабатывает	2,9	—	—	3,6	9,5	$K^{(3)}$, $K\phi=1,8$
59	форсировка возбуждения; КЗ	2,8	—	—	3,9	7,5	$K^{(2)}$, $K\phi=1,4$
60	отключается через $\cdot t_{рз}$.	2,6	—	—	3,8	7	$K^{(3)}$, $K\phi=1,9$
61	Форсировка не	2,4	—	—	3,5	8,5	$K^{(1,1)}$, $K\phi=1,6$
62	отключается до	2,7	—	—	3,4	8	$K^{(1,1)}$, $K\phi=1,8$
63	окончания расчета.	3	—	—	4	9	$K^{(3)}$, $K\phi=2$
46	После возникновения	1,5	—	—	2	6,7	$K_{(1,1)}$, $P_{тор}=500$ МВт
47	КЗ на время	2	—	—	2,5	7	$K^{(2)}$, $P_{тор}=1000$ МВт
48	$\cdot t_1$ включается	2,5	—	—	3	8	$K^{(3)}$, $P_{тор}=1200$ МВт
49	многократное						$K_{(1,1)}$, $P_{тор}=700$ МВт
50	поперечное						$K^{(2)}$, $P_{тор}=1100$ МВт
51	электрическое						$K^{(3)}$, $P_{тор}=1300$ МВт
52							$K_{(1,1)}$, $P_{тор}=600$ МВт
53	торможение мощностью $P_{тор}$ на высокой стороне трансформатора № 1. КЗ отключается через $\cdot t_{рз}$.						$K_{(1,1)}$, $P_{тор}=800$ МВт
54	После возникновения	0,4	—	—	2	7	$K^{(2)}$, $N=3$
55	несимметричного КЗ на землю в нейтраль трансформатора № 1 через $\cdot t_1$ включается индуктивное сопротивление, величина которого определяется через заданное соотношение $X_N \cdot$ _____ 0экв . $X_{1экв}$ КЗ отключается через $\cdot t_{рз}$.	0,6	—	—	2,5	8	$K^{(2)}$, $N=4$

56	После возникновения КЗ через $\cdot t_1$	0,45	–	2,8	3	7,5	$K^{(2)}$, 40 % от P_0 .
57	отключается часть нагрузки на время $\cdot t_{\text{пер.}}$ КЗ отключается через $\cdot t_{\text{рз.}}$	0,5	–	2,5	3,5	8	$K^{(1,1)}$, 50 % от P_0 .

Список рекомендуемой литературы

Основная

1. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб.пособие / Ю.А. Куликов. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир; ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
2. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – М.: Энергия. 1985.
3. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 1970. – 519 с.

Дополнительная

4. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / В.К. Шабад. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 192 с.
5. Гамазин С.И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой / С.И. Гамазин, В.А. Ставцев, С.А. Цырук. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 424 с.
6. Крючков И.П. Электромагнитные переходные процессы в

электроэнергетических системах: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков.
М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 168 с.

7. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в
электрических системах: учебник для эл.тех. и энергетических вузов / С.А.
Ульянов. – М.: Энергия, 2000

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации Федеральное
государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-
Кавказский федеральный университет»**

Электромеханические переходные процессы

РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Профиль подготовки: «Электроснабжение»

Квалификация выпускника

Бакалавр

Ставрополь 2026

Введение

Аварии, связанные с нарушением устойчивости параллельной работы в крупных электроэнергетических системах, влекут за собой расстройство электроснабжения. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электроэнергетических систем представляют большие трудности и требуют много времени. При сравнительно небольшом числе аварий, вызывающих нарушение устойчивости, наибольший аварийный недоотпуск энергии падает именно на этот вид аварий.

Тяжелые последствия аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации. Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электроэнергетических систем.

Исключительно велико значение проблемы устойчивости при передаче энергии на большие расстояния. Можно утверждать, что устойчивость систем является одним из основных факторов, ограничивающих пропускную способность электропередач переменного тока большой протяженности.

Исследования статической и динамической устойчивости являются достаточно сложными задачами, которые необходимо решать для обеспечения надежной работы электроэнергетических систем.

Целью выполнения РГР является овладение практическими методами расчетов электромеханических переходных процессов при различных возмущениях в простейшей системе.

Теоретическое обоснование

Устойчивость – это способность аппарата, механизма, системы восстанавливать исходный или близкий к исходному режим без вмешательства человека после прекращения действия возмущения.

Под устойчивостью электроэнергетических систем понимают способность восстанавливать исходный или близкий к нему режим, как правило, без вмешательства человека (оперативного персонала) после прекращения действия возмущения. Однако, в данном случае нельзя полностью исключать влияние человека на сохранение или восстановление устойчивости. Например, при нарушении устойчивости оперативному персоналу предписывается разгрузка электрических генераторов по активной мощности и увеличение реактивной.

Суть динамической устойчивости заключается в сохранении устойчивой, синхронной, параллельной работы всех синхронных электрических машин электроэнергетической системы при больших возмущениях, к которым относят такие явления, как короткие замыкания, отключения линий электропередачи, несущих большую нагрузку, отключение мощных генераторов или даже целых электростанций, сброс значительной нагрузки и тому подобное.

К большим возмущениям, в частности, относятся:

- отключение одной из параллельных загруженных ВЛ,
- короткое замыкание (КЗ) на одной из параллельных ВЛ с последующим ее отключением,
- КЗ вблизи генератора или электростанции, например, на отходящих или транзитных ВЛ, на шинах,
- отключение нагрузки, соизмеримой по величине с мощностью электроэнергетической системы.

Все факторы, которые влияют на устойчивость электроэнергетических систем и систем электроснабжения потребителей делятся на две категории:

технические и организационные, которые в свою очередь делятся на отрицательно влияющие и на положительно влияющие. Организационные факторы, в основном, носят режимный характер.

К основным факторам, отрицательно влияющим на устойчивость, можно отнести такие организационные факторы, как перегрузка генераторов, двигателей и ВЛ, в первую очередь, по активной мощности. Дефицит реактивной мощности, как правило, приводит к снижению напряжения, что в свою очередь не способствует сохранению устойчивости. К техническим факторам можно отнести затянувшееся короткое замыкание, вызвавшее глубокое снижение напряжения, а также мгновенный сброс нагрузки, соизмеримой с мощностью данной энергосистемы, и наоборот отключение генерирующей мощности, соизмеримой с мощностью энергосистемы.

Положительно влияют на устойчивость, прежде всего, факторы режимного характера с соблюдением всех требований по запасам устойчивости. На узловых подстанциях положительно влияет наличие источников реактивной мощности (конденсаторных батарей) и особенно регулируемых источников (статических компенсаторов, синхронных компенсаторов). Немалую роль в сохранении устойчивости играет быстроедействие релейной защиты и систем регулирования возбуждения генераторов и синхронных двигателей, особенно систем сильного регулирования с применением форсировки возбуждения. Правила технической эксплуатации требуют, чтобы при заданном понижении напряжения было обеспечено не менее, чем двукратная форсировка возбуждения. Помогает устойчивой работе двигательной нагрузки активное использование устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов и автотрансформаторов, особенно с использованием соответствующей автоматики. Наконец, значительно повысить устойчивость электроэнергетических систем может использование регулируемых вставок постоянного тока, которые фактически разделяют всю систему на отдельно синхронно работающие части.

В настоящее время известен ряд мероприятий и способов улучшения условия динамической устойчивости. Из общего числа можно выделить управляемые способы улучшения динамической устойчивости, такие как форсировка возбуждения (ФВ), управляемые устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ), импульсная разгрузка турбины (ИРТ), механическое торможение (МТ), электрическое торможение (ЭТ) и т.д. Рассмотрим подробнее влияние некоторых из них.

Автоматическое повторное включение

Преобладающая часть аварийных отключений воздушных линий электропередачи является следствием неустойчивых повреждений, самоустраняющихся после снятия напряжения, т.е. после отключения линии. Подобные нарушения возникают при перекрытиях изоляции из-за атмосферных перенапряжений, схлестывании и по другим причинам. После обратного включения под напряжение линии, на которой произошло неустойчивое повреждение, восстанавливается нормальный режим ее работы. Такое включение называется повторным включением, а специальные автоматические устройства, выполняющие данную операцию, – устройствами автоматического повторного включения (АПВ). АПВ, после которого восстанавливается нормальный режим работы, называется успешным.

Устойчивые повреждения происходят на воздушных линиях значительно реже и не устраняются после ее отключения. В таких случаях АПВ оказывается неуспешным и линия вновь отключается.

АПВ позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную схему сети не только при самоустраняющихся повреждениях, но и после ложного действия релейных защит, самопроизвольного отключения выключателей или ошибочных действий персонала.

Согласно ПУЭ применение АПВ является обязательным для линий всех напряжений выше 1000 В.

Классификация АПВ

АПВ классифицируются по основным признакам:

- по количеству циклов – АПВ однократного, двукратного и многократного действия;
- по числу фаз, включаемых при АПВ, – трехфазные (ТАПВ) и однофазные (ОАПВ);
- по виду включаемого оборудования – АПВ линий, шин, трансформаторов, двигателей;
- по способу воздействия на привод выключателя – механические, встраиваемые в пружинный или грузовой привод, и электрические релейные.

Наибольшее распространение получило однократное АПВ. Двукратное АПВ применяется значительно реже, обычно на тупиковых линиях, когда его применение диктуется требованиями повышенной надежности электроснабжения потребителей.

Самоустраняющиеся повреждения, помимо линий электропередачи, зачастую имеют место на сборных шинах электростанций и подстанций, на трансформаторах и электрических аппаратах. В связи с этим применяется АПВ шин и трансформаторов.

Требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Все устройства АПВ, независимо от места их установки, в соответствии с ПУЭ, должны удовлетворять следующим требованиям:

1. АПВ должно производиться при всех возможных аварийных отключениях выключателя. Исключение составляет включение выключателя на короткое замыкание (КЗ) с последующим отключением его релейной защитой.

Пуск АПВ осуществляется одним из двух способов:

- от релейной защиты, выполняющей отключение выключателя: ограниченность применения этого метода состоит в том, что он обеспечивает АПВ только при отключениях от релейной защиты;
- от несоответствия положения выключателя («отключен»)

предшествующей оперативной команде («включить»): этот способ наиболее прост и универсален, поскольку обеспечивает работу АПВ при любом отключении выключателя, кроме оперативного.

2. АПВ не должно работать при оперативных отключениях выключателя персоналом как вручную, так и дистанционно.

3. АПВ должно допускать возможность блокировки или «запрета» действия, например, запрет АПВ при действии дифференциальной или газовой защиты трансформатора, когда необходимо быстрое отключение трансформатора во избежание развития повреждения.

4. АПВ должно обеспечивать заданную кратность действия, т.е. количество повторных включений (циклов).

5. АПВ должно обеспечивать необходимое время бестоковой паузы между моментом погасания дуги в отключившемся выключателе и моментом замыкания его контактов.

С целью повышения надежности работы энергосистемы и потребителей желательно уменьшать время бестоковой паузы, которое ограничивается необходимостью: деионизации среды в месте повреждения; восстановления готовности привода выключателя к работе; восстановления отключающей способности выключателя.

6. Минимальная длительность сигнала на включение должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

7. АПВ должно выполняться с автоматическим возвратом в исходное состояние по истечении определенной выдержки времени. Временем автоматического возврата устройства АПВ называется интервал времени от момента его пуска до возвращения в исходное состояние.

8. При неисправностях в устройствах АПВ последние не должны допускать многократные включения на КЗ, представляющие опасность для выключателей.

Быстродействующее АПВ используется не только для одноцепных, но и для двухцепных линий передачи, способствуя увеличению устойчивости

последних. При своевременном АПВ отключенной цепи (рисунок 1) достигается некоторое увеличение площади торможения в результате перехода с характеристики мощности передачи при одной цепи на более высокую характеристику мощности при двух цепях.

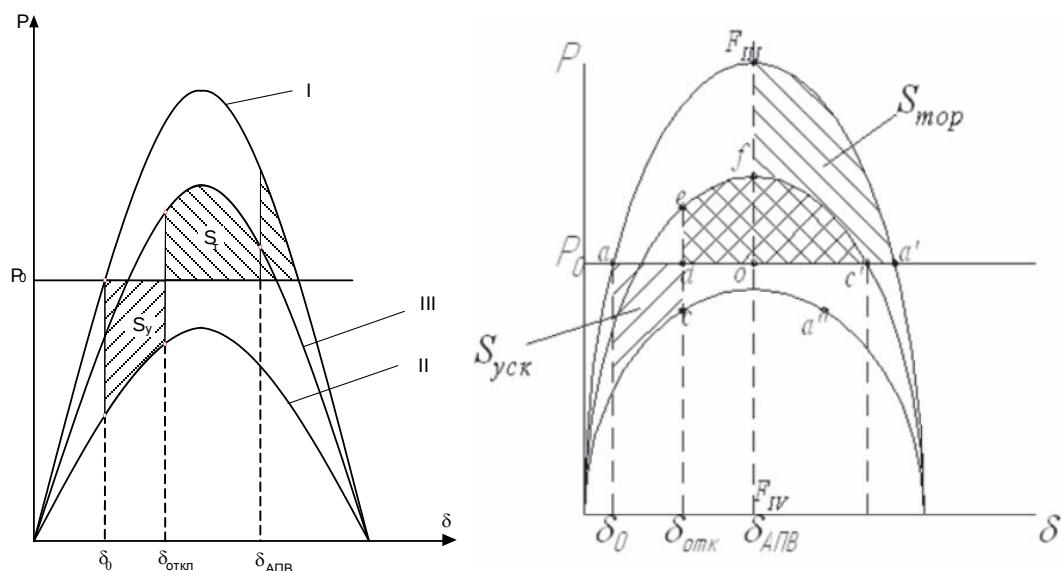


Рисунок 1 – Влияние успешного АПВ двухцепной линии на динамическую устойчивость СЭС

АПВ считается успешным, если за время отключения короткое замыкание исчезает и после повторного включения может восстановиться нормальная работа, и неуспешным, если повторное включение производится на сохранившееся КЗ.

На рисунке 2 изображены схемы электропередачи в режимах, которые соответствуют различным угловым характеристикам мощности, показанным на рисунке 1.

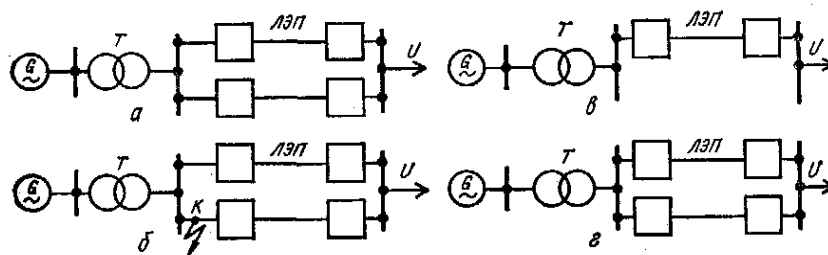


Рисунок 2– Схемы электропередачи, соответствующие нормальному (а), аварийному (б), послеаварийному (в) режимам и режиму работы после успешного АПВ (г)

Номинальный режим, угловая характеристика мощности которого соответствует кривой I , характеризуется параметрами

$$P_I = \frac{E_q U}{x_I} \quad x_I = x_d + x_{тр} + \frac{x_l}{2}.$$

При аварийном режиме (кривая II)

$$P_{II} = \frac{E_q U}{x_{II}} \quad x_{II} = x_d + x_{тр} + \frac{x_l}{2} + \frac{(x_d + x_{тр})x_l}{2x_k}.$$

В послеаварийном режиме (кривая III)

$$P_{III} = \frac{E_q U}{x_{III}} \quad x_{III} = x_d + x_{тр} + x_l.$$

В режиме, соответствующем успешному АПВ, кривая IV совпадает с кривой I и характеризуется параметрами

$$P_{IV} = \frac{E_q U}{x_{IV}} \quad x_{IV} = x_I = x_d + x_{тр} + \frac{x_l}{2}.$$

Пусть теперь, не дожидаясь установившегося ХХ, генератор повторно оказывается включен на КЗ. Переходный процесс по форме полностью будет повторять первое КЗ, но за исключением начального момента. Дело в том, что при повторном КЗ переходная ЭДС, вероятно, окажется больше по величине (как результат ее изменения на ХХ), чем она была до аварии.

Это приведет к тому, что окажется больше скачок переходного тока КЗ, а значит, и скачок ЭДС E_q . Однако далее все величины со временем перейдут в режим установившегося КЗ, который будет точно таким же, как и в первый раз.

Неуспешное АПВ вызывает появление дополнительной площадки ускорения (рисунок 3), что приводит к потере динамической устойчивости и может вызвать развитие системной аварии.

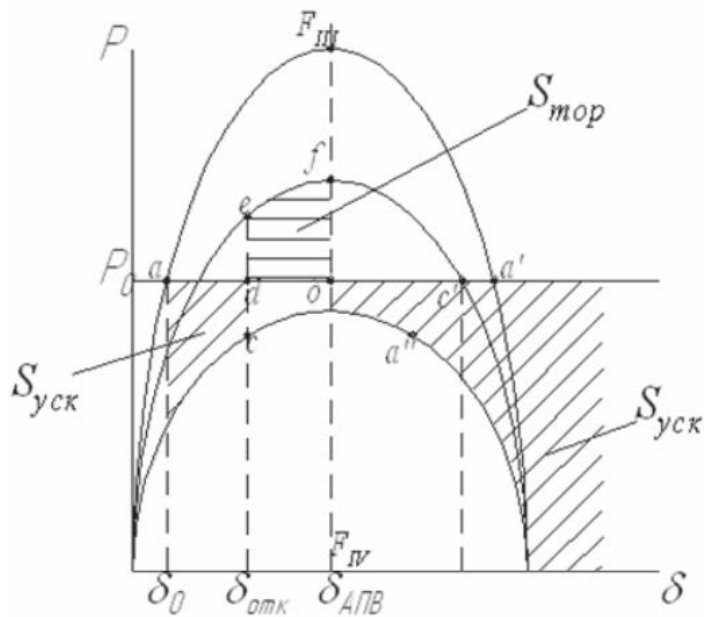


Рисунок 3 – Угловая характеристика при неуспешном АПВ

Отключение одной из цепей линии электропередач

Система динамически устойчива, если, получив начальное возмущение конечной величины, она вернется к старому или перейдет к новому устойчивому режиму, сохранив синхронность вращения всех своих машин. Часто это явление сопровождается изменением конфигурации СЭС, а также изменением параметров СЭС (сопротивления электропередачи, мощности нагрузок и т. п.).

В нормальном режиме, соответствующем характеристике I (рисунок 4) отдаваемая генератором мощность и угол между E и U обозначим соответственно P_0 и δ_0 . В момент аварии в связи с изменением конфигурации схемы происходит переход с одной угловой характеристики на другую. Вследствие большой инерции ротора угол δ мгновенно измениться не может, поэтому отдаваемая генератором мощность уменьшается до значения (P_0), определяемого углом δ_0 на кривой II . При этом мощность первичных двигателей электростанции вследствие запаздывания регуляторов турбин останется неизменной и равной P_0 .

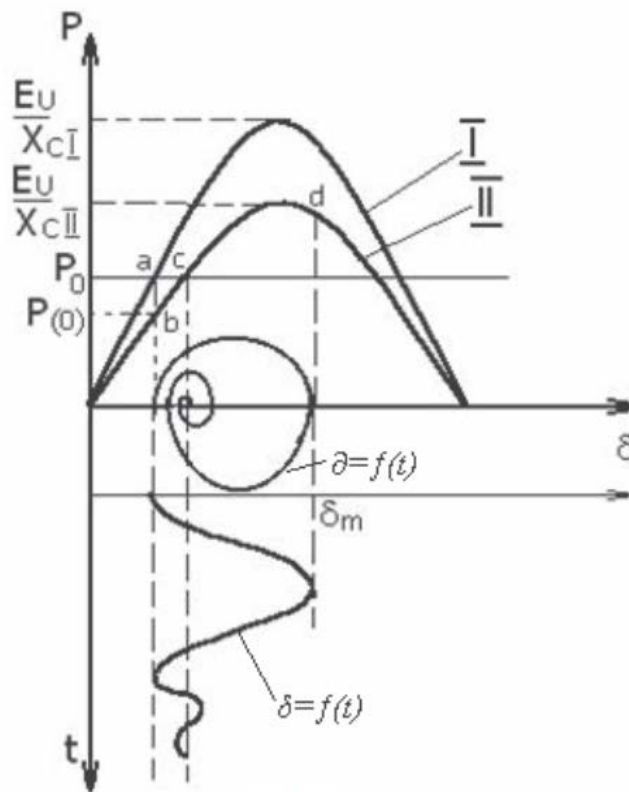


Рисунок 4 – Угловая характеристика при отключении одной цепи линии с сохранением устойчивой работы

В результате на валу машины возникнет некоторый избыточный момент с ускоряющим характером, обусловленный избытком мощности $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$.

Под влиянием этого избыточного (ускоряющего) момента ротор машины начинает ускоряться, увеличивая угол δ . И появляется относительное ускорение: $v = \omega_e - W_0$ – относительная скорость вращения E .

Возникновение ускорения v приводит к увеличению δ , а в угловой характеристике мощности генератора при отключенной цепи ЛЭП рабочая точка будет перемещаться по новой угловой характеристике по направлению к точке C (новая точка равновесия системы).

При этом P_T начинает увеличиваться, однако вплоть до точки C мощность турбины P_0 все еще превышает P_T и избыточный момент продолжает сохранять свой знак, благодаря чему угол δ продолжает увеличиваться.

Рассмотрим режим в точке C : $P_{\text{турбины}} = P_0 = P_{T2}$

Однако ускорения ν в этой точке достигнет наибольшего значения, поэтому ротор проходит эту точку по инерции. При дальнейшем увеличении $P_G > P_0$ избыточный момент меняет свой знак, ускорение ν уменьшается, а избыточный момент приобретает тормозящий характер и в точке d избыточный момент равен нулю. В этой точке d вектор E будет вращаться с той же угловой скоростью, что и вектор U , и угол между ними не будет возрастать, где $\delta = \delta_m$, он достигнет своего максимального значения, называемого предельным углом выбега генератора. После нескольких последовательных колебаний устанавливается режим с прежним значением передаваемой мощности P_0 и новым $\delta_{уст}$ (точка c). Таким образом, можно говорить о динамической устойчивости электропередачи после отключения цепи. На рисунке 5 показан случай, когда в аварийном режиме отсутствует площадка ускорения, а система выпадает из синхронизма.

Если аварийная угловая характеристика не создает площади ускорения (рисунок 5), то динамическая устойчивость сохранена не будет, а генератор выпадает из синхронизма.

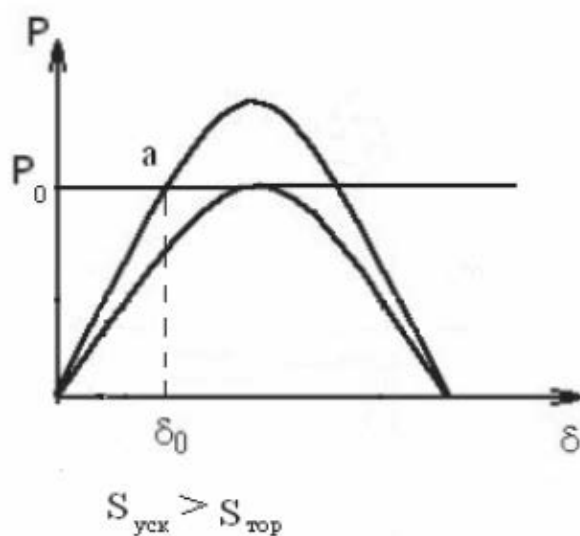


Рисунок 5 – Угловая характеристика при отключении одной цепи линии и выпадении генератора из синхронизма

Отключение генераторов станции системы

Отключение генераторов (ОГ) во время динамического перехода

является наиболее распространенным средством сохранения динамической устойчивости простых и сложных электрических систем. Положительными сторонами ОГ являются высокая эффективность и простота исполнения, ОГ предотвращает существенные отрицательные последствия, что способствует его широкому применению.

Отключение генераторов, как средство сохранения динамической устойчивости, приводит к длительным, до 10 часов, потерям генераторных мощностей ограничением потребителей и уменьшает надежность работы оборудования тепловых электростанций.

Отключение части генераторов (ОГ) применяется на электростанциях передающей части энергосистемы. Уменьшение отдаваемой генератором активной мощности при заданном токе возбуждения может быть представлено аналогичным появлению резерва по активной мощности, благотворно влияя на устойчивость системы.

При ОГ резко уменьшается эквивалентная мощность турбин и увеличивается эквивалентное сопротивление генераторов электростанций. Уменьшение мощности турбин приводит к увеличению площади возможного торможения генераторов, а увеличение эквивалентного сопротивления способствует снижению этого эффекта за счет уменьшения амплитуды угловой характеристики мощности.

Отключение части генераторов соответствует снижению эквивалентной мощности турбин станции от P_{m1} до P_{m2} в момент времени t_{OG} .

Так, если во время динамического перехода в процессе аварии (рисунок 6) или в послеаварийном режиме (в момент отключения КЗ, рисунок 7) отключить часть генераторов, то условия устойчивости остальной части генераторов будет более заметным, чем уменьшение амплитуды мощности в аварийном или послеаварийном режимах.

Благодаря этому площадь ускорения будет уменьшаться, а площадь торможения – увеличиваться и, следовательно, условия устойчивости улучшатся.

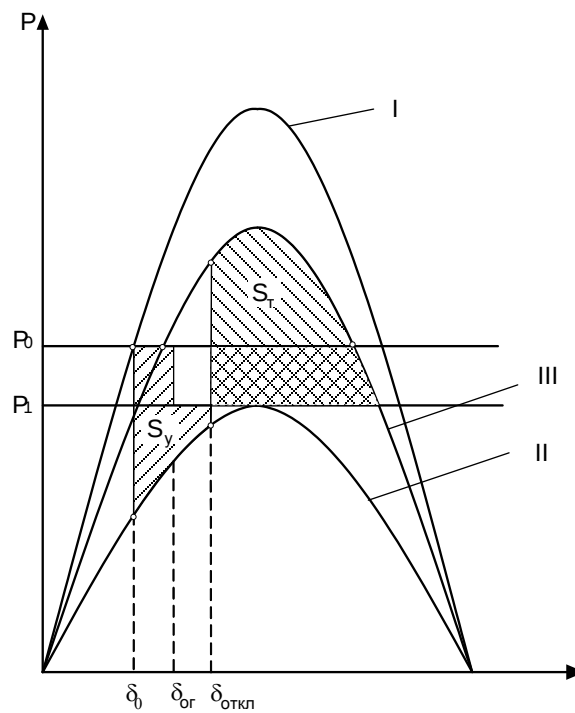


Рисунок 6 – Угловая характеристика при ОГ до отключения КЗ

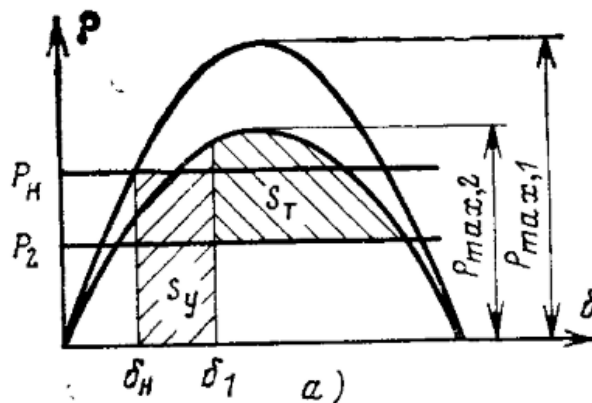


Рисунок 7 – Угловая характеристика при ОГ в момент отключения КЗ

Для послеаварийного режима, наступающего после отключения поврежденной цепи, приведены угловые характеристики, соответствующие полному и неполному (после ОГ) составам генераторов. На рисунке 8 видно, что площадка возможного торможения в результате отключения части генераторов увеличилась, и динамическая устойчивость энергосистемы сохраняется. При отсутствии ОГ, соответственно, устойчивость не сохраняется.

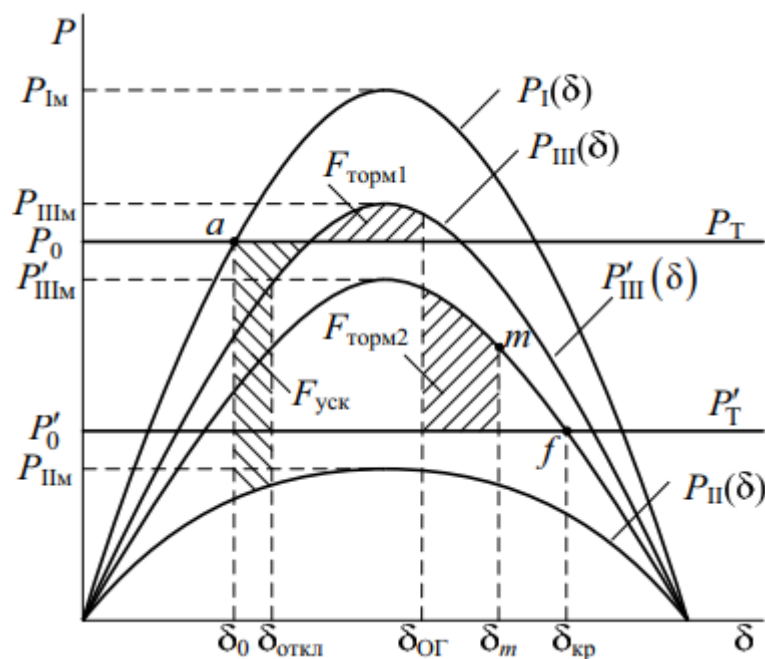


Рисунок 8 – Угловые характеристики при ОГ

Недостатками данного способа являются сравнительно большое время для восстановления первоначальной схемы ЭС, так как необходимо повторное включение отключенных автоматикой ОГ энергоблоков; большая дискретность управляющих воздействий, зависящая от номинальной мощности, величины загрузки агрегатов и схемы их подключения на станции; требование в системах соизмеримой мощности отключения нагрузки в приемной части.

Форсировка возбуждения генераторов станции

В целях повышения динамической устойчивости при КЗ применяется форсировка возбуждения или подъем возбуждения до потолочного за минимальное время.

Форсировка возбуждения (ФВ) – быстрое повышение тока возбуждения для обеспечения надежной работы синхронной машины при авариях.

ФВ срабатывает, как правило, при снижении напряжения на выводах генератора до 90–80% от номинального. Это делается по нескольким причинам. С одной стороны, ФВ помогает поддержать напряжение в точках,

удаленных от КЗ на более высоком уровне, а значит, сохранить в работе часть электроприемников, в том числе, может быть, жизненно важных для работы самой электростанции. С другой стороны, ФВ дает возможность повысить предел устойчивости генератора и тем самым сохранить его синхронную работу в электрической сети.

ФВ характеризуется:

- кратностью форсировки – отношением увеличенного потолочного значения тока возбуждения к номинальному (например, 2-кратное или 3-кратное);
- быстродействием – скоростью нарастания тока (определяется величинами постоянной времени T_j и потолка возбуждения).

Системы АРВ не успевают это сделать за приемлемое время. При наличии у генератора форсировки возбуждения следует, для конкретности, принять, что изменение вынужденной ЭДС E_{qe} происходит до установившегося значения по экспоненциальному закону с постоянной времени возбудителя T_e .

Максимальное значение вынужденной ЭДС обычно составляет $E_{qe,np}=3\div5$, в номинальном же режиме $E_q=1,8\div2,5$. Говоря о кратности форсировки возбуждения, подразумевают кратность тока возбуждения либо кратность ЭДС, что одно и то же. Форсировка возбуждения оценивается коэффициентом

$$K_\phi = \frac{E_{qe,np}}{E_{q,ном}} = \frac{I_{np}}{I_{ном}},$$

максимальное значение этого коэффициента $K_\phi=2,5$.

Для анализа переходного процесса с учетом действия форсировки возбуждения к дифференциальному уравнению движения добавляется дифференциальное уравнение для переходной ЭДС:

$$\frac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E_q \cdot \frac{1}{T_{d0}},$$

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{360 f_0}{T_j} (m_0 - m),$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega.$$

Закон регулирования возбуждения:

$$E_{qe} = E_{qe0} + (E_{qe.np} - E_{qe0})(1 - e^{-\frac{1}{T_e}}),$$

где T_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения, с.

На ФВ возложены задачи обеспечения устойчивости синхронной параллельной работы СМ в первый период качаний и демпфирования значительных электромеханических колебаний в системе (рисунок 9).

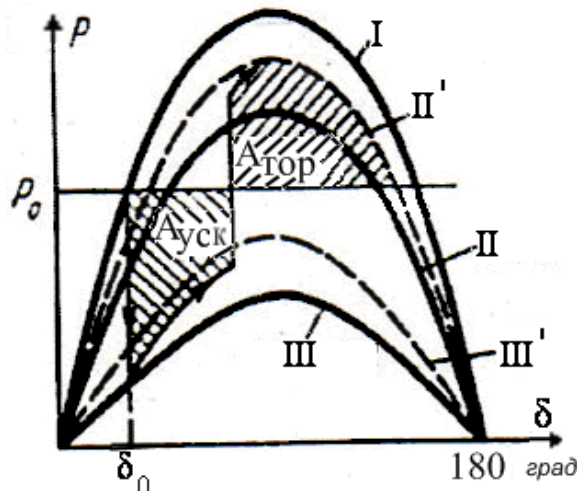


Рисунок 9 – Соотношение энергий (площадок) ускорения и торможения ротора при фазовом воздействии:

I –нормальный режим; II' – послеаварийный режим с форсировкой возбуждения; II – послеаварийный режим без форсировки возбуждения; III' – аварийный режим с форсировкой возбуждения; III – аварийный режим без форсировки возбуждения

Электрическое торможение

Электрическое торможение генераторов используется для повышения устойчивости при симметричных КЗ. Генератор, ротор которого ускоряется из-за какого-либо возмущения, тормозится активными сопротивлениями,

включаемыми последовательно или параллельно. Наиболее эффективно параллельное включение сопротивления.

Электрическое (электродинамическое) торможение (ЭТ) – способ сохранения динамической устойчивости ЭС путем гашения части избыточной кинетической энергии за счет подключения специальных нагрузочных резисторов (НР). Электрическое торможение. В доаварийном режиме выключатель В2 отключается, В1 – включается, а в случае аварии – наоборот, что обеспечивает нагрузку генератора на доаварийном уровне. Поэтому генератор не разгоняется, а в случае успешного АПВ линии может втянуться в синхронизм. Такой способ эффективен в случае, если мощность приемной системы велика по сравнению с мощностью передающей станции.

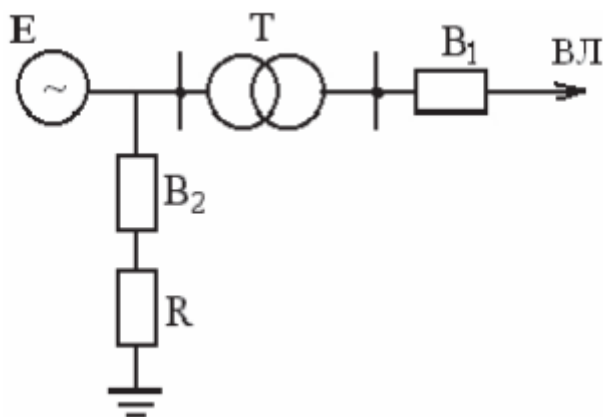


Рисунок 10 – Электрическое торможение

Существуют два способа включения НР: последовательно (рисунок 11а) и параллельное (рисунок 11б). Эффект от последовательного включения зависит от значения токов, протекающих по НР, от параллельного – от уровня напряжения на НР и близости места КЗ к генератору. Последовательное включение НР возможно со стороны нейтрали обмотки генератора.

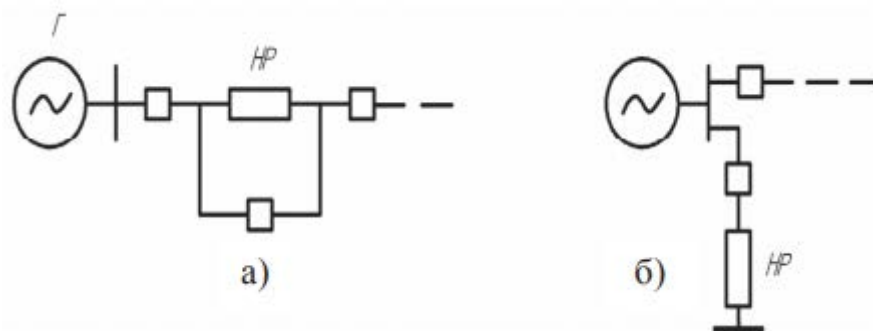


Рисунок 11 – Последовательное (а) и параллельное (б) включение нагрузочных резисторов

В случае последовательного включения сопротивления в нейтраль или на входе генераторов, в нормальном режиме они закорачиваются специальными выключателями. При КЗ выключатели отключаются и НР оказывается включенными в цепь генераторов. ***Повышается электрическая мощность генератора*** за счёт протекания в НР токов КЗ. После отключения КЗ ток в обмотке статора генератора уменьшается, снижается тормозящее воздействие нагрузочных сопротивлений. Поскольку включать НР во время КЗ при малых временах его отключения невозможно, то эффективно включение активных сопротивлений параллельно генераторам или повышающим трансформаторам электростанций.

При включении НР параллельно активные сопротивления нагружают генератор после отключения КЗ.

Рассмотрим переходной процесс при электрическом торможении генератора.

Из характеристики на рисунке 12а видно, что происходит нарушение динамической устойчивости, т.к. площадка торможения меньше площадки ускорения.

Эффект от применения ЭТ достигается за счет частичного уменьшения энергии ускорения, хотя он не всегда реализуется, и увеличения энергии торможения. В случае с НР (рисунок 12б), переходной процесс протекает вначале аналогично, но в момент отключения КЗ включается нагрузочное

сопротивление. Электрическая мощность генератора резко увеличивается. Мощность турбины остаётся неизменной, площадка торможения увеличивается, динамическая устойчивость системы обеспечивается.

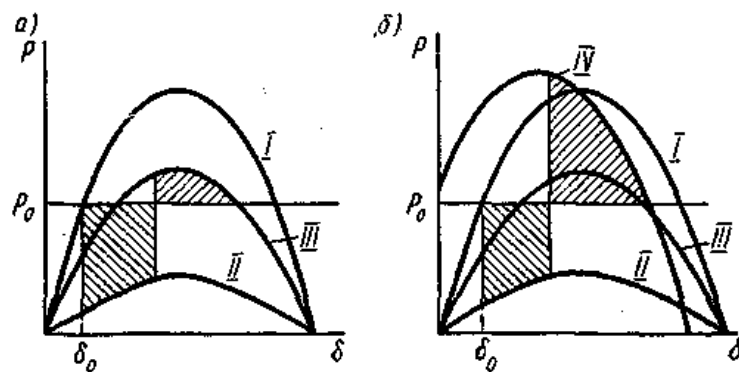


Рисунок 12 – Характеристика мощности без ЭТ (а); Характеристика мощности с ЭТ (б); угловая характеристика мощности: I – нормального режима; II – аварийного режима; III – послеаварийного режима; IV – при включенных тормозных сопротивлениях

Включение сопротивления в нейтраль трансформаторов

В электрических сетях 110 кВ и выше нейтрали трансформаторов глухо заземляются. Если нейтрали трансформаторов заземлить через небольшое активное сопротивление, не повышающее заметно напряжения на нейтрали, то условия работы изоляции не меняются, а устойчивость системы при несимметричных КЗ существенно увеличивается.

При замыканиях на землю в активных сопротивлениях возникают потери мощности, которые повышают нагрузку генераторов и тем самым компенсируют уменьшение мощности, передаваемой в систему. При небольших активных сопротивлениях потери мощности возрастают почти пропорционально значению сопротивления, и коэффициент запаса динамической устойчивости значительно повышается.

Однако увеличение потерь оказывается благоприятным лишь до известного предела. Чрезмерно большие потери могут снова привести к ухудшению устойчивости.

При включении же индуктивного сопротивления в нейтраль

трансформатора возрастает результирующее сопротивление (индуктивное) нулевой последовательности, и устойчивость системы повышается. Для обеспечения устойчивости оказывается возможным ограничиться сравнительно небольшим значением индуктивного сопротивления в нейтралях. Заземление нейтралей трансформаторов через индуктивное сопротивление, как правило, менее эффективно.

При решении вопроса о заземлении нейтрали повышающих и понижающих трансформаторов необходимо иметь в виду, что вследствие большого индуктивного сопротивления нулевой последовательности линии электропередачи, характер заземления нейтрали повышающих трансформаторов не оказывает почти никакого влияния на устойчивость при замыканиях на землю в конце линии электропередачи и, наоборот, играет большую роль при замыканиях в начале линии. Точно так же заземление нейтрали понижающих трансформаторов существенно лишь при замыканиях на землю в конце линии.

Заземление нейтрали через активные и индуктивные сопротивления приводит к повышению устойчивости и при двухфазных замыканиях на землю, хотя и меньшему, чем при однофазных КЗ.

Регулирование турбины генераторов станции

Небаланс мощности, возникающий при возмущении генератора, может быть уменьшен или полностью скомпенсирован снижением мощности турбины. Если бы регуляторы турбины были безынерционными, т.е. могли мгновенно реагировать на изменение электрической мощности, соответственно меняя механическую мощность, то возможность нарушения динамической устойчивости была бы исключена. Однако обычные регуляторы турбин являются инерционными системами со значительной зоной нечувствительности. При качаниях генераторов они не реагируют на изменения скорости. Большими возможностями регулирования обладают газовые турбины, у которых удается быстро изменять механическую

мощность при синхронных качаниях генераторов.

Аварийное управление мощностью турбин (АУМТ) – способ сохранения динамической устойчивости избыточных ЭЭС путем управления переходными электромеханическими процессами непосредственным изменением механической мощности турбины. Таким образом, АУМТ (как и ОГ) решает две задачи: обеспечение динамической устойчивости и переход к новому послеаварийному режиму с меньшей мощностью, выдаваемой станцией, в соответствии с новым пределом по статической устойчивости.

Обычно АУМТ применяется для регулирования паровых турбин, так как оно экономически более целесообразно по сравнению с ОГ и последующим долгим процессом пуска блока. Кратковременное ограничение мощности гидротурбин находится в стадии разработки и экономически не всегда оправдано.

Эффект от АУМТ обычно выше, чем от ОГ, так как все генераторы остаются в работе, электрическая связь не ослабляется и, следовательно, требуется меньший объем управляющих воздействий.

Для обеспечения быстрого управления мощностью в систему регулирования турбины вводят электрогидравлический преобразователь (ЭГП), преобразующий электрический входной сигнал в форсированный гидравлический, который обеспечивает кратковременную глубокую разгрузку турбины. В качестве входного сигнала в ЭГП обычно используют управляющий импульс (рисунок 13). Его параметры зависят от предшествующего режима и тяжести аварии, поэтому этот способ управления мощностью называют импульсной разгрузкой турбины (ИРТ). Параметры импульса определяют процесс разгрузки турбины. Так u и T_u задают скорость и глубину разгрузки, а α , $T_{зап}$, $\eta_{лом}$ – скорость, время запаздывания и уровень восстановления нагрузки.

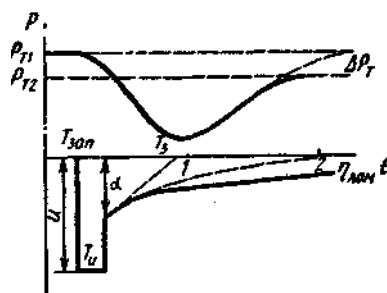


Рисунок 13 – Графики управляющего импульса и изменения мощности турбины

Эффект от АУМТ проиллюстрируем с помощью метода площадей (рисунок 14).

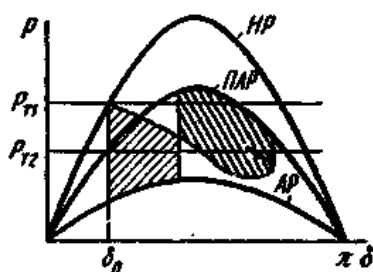


Рисунок 14 – Соотношение энергий (площадок) ускорения и торможения при АУМТ

При определении параметров управляющего импульса нужно учитывать возможные нарушения устойчивости во втором и последующих циклах качаний из-за достаточно высокой скорости восстановления нагрузки турбины. Это требует осторожности в применении этого способа в многомашинных системах, при большой местной нагрузке, в случае неполного восстановления мощности турбины. Таким образом, возникает сложная задача определения дозировки управляющих воздействий (УВ). Для обеспечения снижения мощности по условиям устойчивости послеаварийного режима [аварийное ограничение мощности (АОМ)] следует уменьшить уставку механизма изменения частоты вращения турбины на соответствующее $\eta_{лом}$.

Общие сведения о методике расчета устойчивости в простейшей системе

Задачи анализа динамической устойчивости связаны с переходом системы от одного установившегося режима к другому:

а) расчет параметров динамического перехода при эксплуатационном или аварийном отключении нагруженных элементов электрической системы.

б) определение параметров динамического переходов при КЗ в системе с учетом:

- возможного перехода одного несимметричного КЗ в другое;
- работы автоматического повторного включения элемента, отключившегося после КЗ.

Допущения, принимаемые при анализе устойчивости:

1. Скорость вращения роторов синхронных машин при протекании электромеханических переходных процессов изменяется в небольших пределах (2-3%) синхронной скорости.

2. Напряжение и токи статора и ротора генератора изменяются мгновенно.

3. Нелинейность параметров системы обычно не учитывается. Нелинейность же параметров режима учитывается, когда от такого учета отказываются, это оговаривают и система называется линеаризованной.

4. Перейти от одного режима электрической системы к другому можно, изменив собственные и взаимные сопротивления схемы, ЭДС генераторов и двигателей.

5. Исследование динамической устойчивости при несимметричных возмущениях производится в схеме прямой последовательности. Движение роторов генераторов и двигателей обусловлено моментами, создаваемыми токами прямой последовательности.

Заданными для исходной схемы (рисунок 1) являются следующие величины:

1) генератор:

$P_{НГ}$ – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора;

X_d, X'_d, X_q – параметры схемы замещения, приведенные к номинальной мощности генератора, о.е.;

T_j – инерционная постоянная ротора генератора, сек.;

2) нагрузка:

$P_0 (\cos\varphi_0)$ – активная мощность (коэффициент мощности) нагрузки, МВт (о.е.);

3) трансформаторы (T_1, T_2):

$S_n (U_k)$ – полная мощность (напряжение КЗ), МВА (%);

4) ЛЭП:

$l (x_0)$ – длина (удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности), км (Ом/км); $l_1 = \nu l, l_2 = l - l_1$ (рисунок 1);

5) система:

$S_c (U_c)$ – мощность КЗ (напряжение) системы, МВА (кВ).

Схема замещения простейшей системы имеет вид, изображенной на рисунке 2.

Для расчета устойчивости в схеме замещения (рисунок 2) не учтены активные сопротивления, емкости ЛЭП и потери холостого хода трансформаторов и генераторов. Приняты следующие обозначения:

X_l – индуктивные сопротивления цепи ЛЭП;

X_{T1}, X_{T2} – индуктивные сопротивления T_1 и T_2 ;

$E_G (U_G), X_G$ – ЭДС (напряжение) и сопротивление генераторов;

$U_c, X_c=0$ – напряжение и сопротивление системы;

$K_{\delta 1}, K_{\delta 2}$ – ключи, имитирующие выключатели B_1, B_2 .

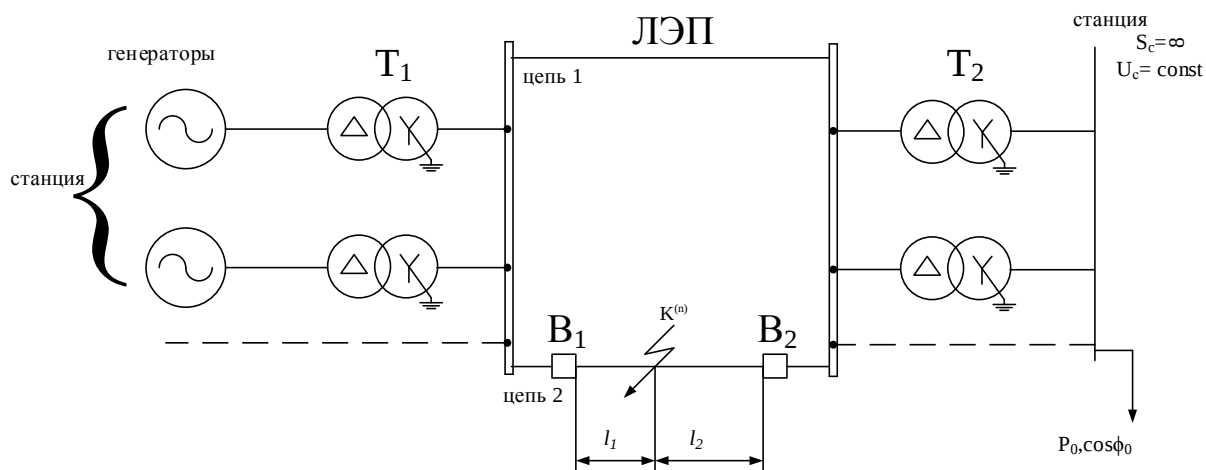


Рисунок 1 – Схема простейшей системы

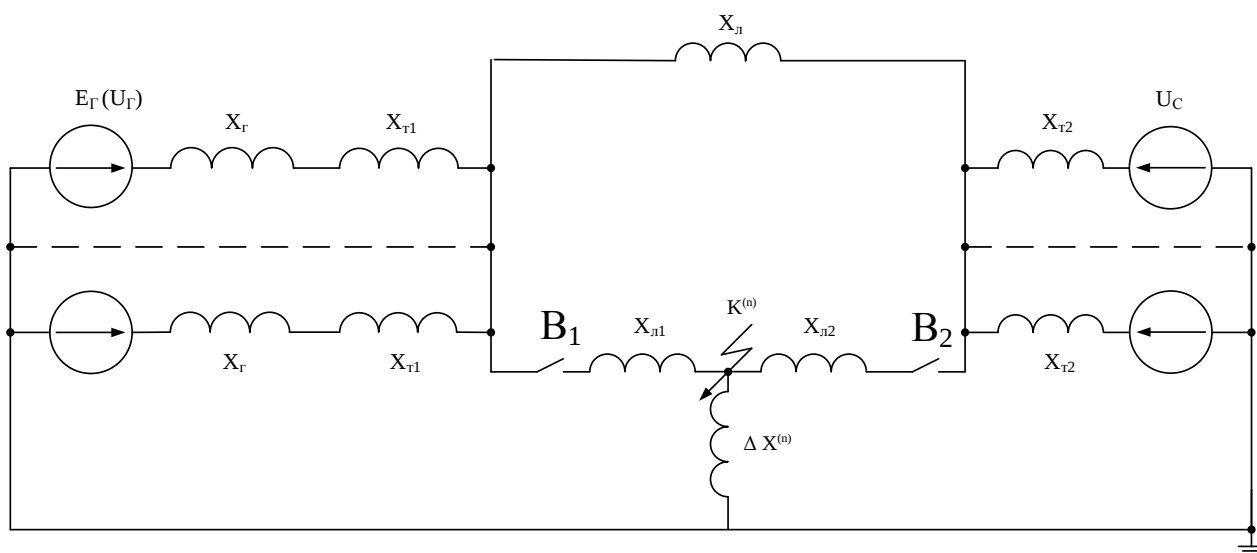


Рисунок 2 – Общая схема замещения простейшей системы для расчета статической и динамической устойчивости ($X_{Л} = X_{Л1} + X_{Л2}$)

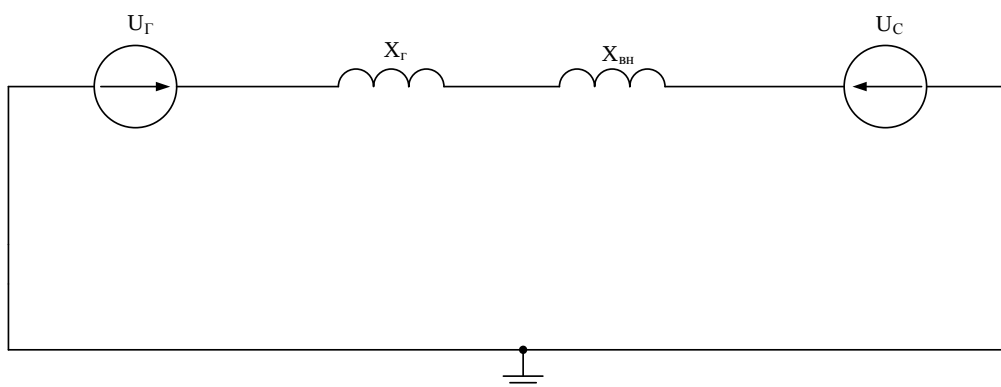


Рисунок 3 – Эквивалентная схема для расчета статической устойчивости

Для расчета статической устойчивости B_1 и B_2 всегда замкнуты. При исследовании динамической устойчивости поврежденная цепь ЛЭП отключается выключателями (B_1 и B_2), $\Delta X(n)$ – шунт КЗ (зависит от вида КЗ).

Все элементы схемы замещения рекомендуется рассчитывать в относительных единицах с приведением к усредненным коэффициентам трансформации [1]. Схема замещения генератора (U_G , X_G) зависит от вида регулятора возбуждения. Так, для генераторов:

- не имеющих регуляторов возбуждения: $U_G=E_q$ и $X_G=X_d$;
- с АРВ ПТ: $U_G=E'_q$ и $X_G=X'_d$;
- с АРВ СД: $U_G=E_q$ и $X_G=0$.

Схемы замещения для расчета статической устойчивости преобразуются к виду, изображенному на рисунке 3. Здесь X_{T1} , X_{T2} – с учетом параллельных ветвей.

$$X_{вн}=X_{T1}+X_{T2}+X_n/2 \quad (1)$$

Угловые характеристики мощности определяются по выражениям, приведенным в таблице 1. Следует иметь ввиду, что для явнополюсных машин принята схема замещения по осям d и q , что вызывает появление дополнительной схемы замещения генератора по оси q и фиктивной ЭДС E_Q за сопротивлением X_q [2].

Таблица 1 – Выражения для расчета угловых характеристик мощности

Тип возбуждения	Выражения	
	Характеристики мощности	ЭДС синхронной машины
Неявнополюсная синхронная машина ($X_d=X_q$)		
без АРВ	$P_{Eq} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta$	$E_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2}$
с АРВ ПТ	$P'_{Eq} = \frac{E'_q \cdot U_c}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_{d\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta$	$E'_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2}$
с АРВ СД	$P_{Uq} = \frac{U_{\Gamma q} \cdot U_c}{X_{вн}} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_d}{X_{d\Sigma} \cdot X_{вн}} \cdot \sin 2\delta$	$U_{\Gamma q} = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{вн}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{вн}}{U_c}\right)^2}$
Явнополюсная синхронная машина ($X_d \neq X_q$)		
без АРВ	$P_{Eq} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta$	$E_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{q\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{q\Sigma}}{U_c}\right)^2}$ $E_q = E_q \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_q - X'_d} - E'_q \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q - X'_d}$
с АРВ ПТ	$P'_{Eq} = \frac{E'_q \cdot U_c}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_q - X'_d}{X_{q\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta$	$E'_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2}$
с АРВ СД	$P_{Uq} = \frac{U_{\Gamma q} \cdot U_c}{X_{вн}} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_q}{X_{q\Sigma} \cdot X_{вн}} \cdot \sin 2\delta$	$U_{\Gamma q} = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{вн}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{вн}}{U_c}\right)^2}$

В таблице 1 приняты следующие обозначения:

$$\begin{aligned}
 X_{d\Sigma} &= X_d + X_{вн}; \\
 X_{q\Sigma} &= X_q + X_{вн}; \\
 X'_{d\Sigma} &= X'_d + X_{вн}.
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

В выражения таблицы 1 необходимо подставить величины, приведенные к базисным условиям. Коэффициент запаса статической устойчивости определяется по выражению [2,3]:

$$K_p = \frac{P_{np} - P_0}{P_0} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где P_{np} – предельная мощность в простейшей системе при заданных условиях.

P_{np} определяется путем исследования на экстремум выражения для характеристик мощности (таблица 1). Характеристики мощности по п.п.2 задания строятся на одном чертеже с указанием всех экстремальных точек, зон устойчивой работы генераторов и заданного режима.

При расчете динамической устойчивости весь переходный процесс разбивается на 3 этапа:

- нормальный режим работы, предшествующий аварии;
- аварийный режим, например, КЗ (до момента отключения его B_1 и B_2);
- послеаварийный режим, возникающий после отключения КЗ.

Для каждого режима находится характеристика мощности в предположении, что генераторы оснащены АРВ ПТ, либо АРВ СД. При расчетах учитываются только первые гармоники характеристики мощности. Для нахождения характеристик мощности при КЗ в начале, либо конце линии, используется следующее выражение [3]:

$$P_2 = \frac{U_r \cdot U_c}{X_{ав}} \cdot \sin \delta, \quad (4)$$

где $X_{л1}=0$, $X_{л2}=X_{л}$, (либо $X_{л2}=0$, $X_{л1}=X_{л}$).

$$X_{ав} = X_r + X_{вн} + \frac{(X_r + X_{г1}) \cdot (X_{т2} + X_{л})}{\Delta X}. \quad (5)$$

$X_{ав}$ получается путем преобразования Y в Δ и пренебрежением поперечных ветвей. В общем виде для любого места КЗ сопротивление находить по выражению (рисунок 2);

$$X_{ав} = X_{31} + X_{36} + X_{37} + X_{т2} + \frac{(X_{31} + X_{36}) \cdot (X_{т2} + X_{37})}{X_{38}}; \quad (6)$$

$$X_{31} = X_r + X_{т1};$$

$$\begin{aligned}
X_{\mathfrak{Z}2} &= X_{\mathcal{L}} + \frac{X_{\mathcal{L}1} \cdot X_{\mathcal{L}2}}{\Delta X^{(n)}}; \\
X_{\mathfrak{Z}3} &= X_{\mathcal{L}2} + \Delta X^{(n)} + \frac{\Delta X^{(n)} \cdot X_{\mathcal{L}2}}{X_{\mathcal{L}1}}; \\
X_{\mathfrak{Z}4} &= X_{\mathcal{L}1} + \Delta X^{(n)} + \frac{\Delta X^{(n)} \cdot X_{\mathcal{L}1}}{X_{\mathcal{L}2}}; \\
X_{\mathfrak{Z}5} &= \frac{X_{\mathcal{L}} \cdot X_{\mathfrak{Z}2}}{X_{\mathcal{L}} + X_{\mathfrak{Z}2}}; \\
X_{\mathfrak{Z}6} &= \frac{X_{\mathfrak{Z}4} \cdot X_{\mathfrak{Z}5}}{\Delta y}; \\
X_{\mathfrak{Z}7} &= \frac{X_{\mathfrak{Z}3} \cdot X_{\mathfrak{Z}5}}{\Delta y}; \\
X_{\mathfrak{Z}8} &= \frac{X_{\mathfrak{Z}3} \cdot X_{\mathfrak{Z}4}}{\Delta y}; \\
\Delta y &= X_{\mathfrak{Z}3} + X_{\mathfrak{Z}4} + X_{\mathfrak{Z}5}.
\end{aligned}$$

Здесь:

$U_{\mathcal{L}}, X_{\mathcal{L}}$ – напряжение схемы замещения генераторов в зависимости от типа АРВ.

Далее находится величина предельного угла отключения одной цепи

$$\cos \delta_{\text{пр.откл}} = \frac{P_0 \cdot (\delta_{\text{пр}} - \delta_0) + P_{\text{пр}3} \cdot \cos \delta_{\text{кр}} - P_{\text{пр}2} \cdot \cos \delta_0}{P_{\text{пр}3} - P_{\text{пр}2}}, \quad (7)$$

где $\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\text{пр}1}}\right)$ – начальный угол работы системы;

$\delta_{\text{кр}} = 180 - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\text{пр}3}}\right)$ – максимально возможный угол качания ротора в

процессе динамического перехода в заданной системе;

$P_{\text{пр}1}, P_{\text{пр}2}, P_{\text{пр}3}$ – предельные мощности, соответствующие первым гармоникам характеристик для режимов работы системы: нормального, аварийного режимов, послеаварийного соответственно.

Величины $\delta_{\text{кр}}$ и δ_0 в (7) следует подставлять в радианах [3]. Для $K^{(3)}$

определяется время предельного отключения поврежденной цепи по выражению из [2], [3] в сек:

$$t_{пр.откл} = \sqrt{T_j \cdot \frac{\delta_{пр.откл} - \delta_0}{9000 \cdot P_0}}, \quad (8)$$

где T_j – инерционная постоянная ротора генератора, сек.

Величины $\delta_{пр.откл}$ и δ_0 подставляются в формулу (8) в градусах, а не инерционная постоянная T_j , приведенная к базисным условиям:

$$\underline{T_j} = n \cdot T_j \cdot \frac{S_{нг}}{S_б}, \quad (9)$$

где n – количество генераторов;

T_j – инерционная постоянная по заданию, сек;

$S_{нг}$, $S_б$ – соответственно полная и базисная мощности генератора.

Для аналитического расчета динамической устойчивости при КЗ, необходимо использовать метод последовательных интервалов [3]. Рассмотрим основные положения этого метода. Весь переходный процесс, связанный с КЗ и его отключением, разбивается на ряд небольших интервалов времени Δt . Для каждого из этих интервалов последовательно вычисляется приближенное значение приращения $\Delta\delta$. В момент КЗ отдаваемая генератором мощность падает и возникает некоторый избыток мощности ΔP_0 .

$$\Delta P_0 = P - P_{(0)}, \quad (10)$$

где $P_{(0)} = P_{нр2} \cdot \sin \delta_0$ – значение мощности в момент КЗ на аварийной характеристике. Характеристики P_0 в нормальном режиме, при КЗ и при отключении поврежденной цепи принимают различные значения:

$$P_i = \frac{U_g \cdot U_c}{X_\Sigma}, \quad (11)$$

где $U_c(X_\Sigma)$ – соответственно ЭДС генератора (суммарное сопротивление между ЭДС генератора и системой), для режима работы по выражениям (1, 2,

5, 6) и из таблицы 1. Значение приращения угла $\Delta\delta$, в электрических градусах, для начала расчета принимается как:

$$\Delta\delta = k \cdot \frac{\Delta P_0}{2}, \quad (12)$$

где $k = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j}$;

$f=50$ Гц – промышленная частота сети в Российской Федерации;

Δt^2 – интервал времени (обычно при ручном расчете принимается равным 0,1–0,05 с, если амплитуда колебаний невелика, то Δt может быть увеличена);

T_j – инерционная постоянная, рассчитывается по выражению (9).

В дальнейшем для i -го интервала приращение угла определяется как:

$$\Delta\delta_{(i)} = k \cdot \Delta P_{(i)}. \quad (13)$$

Зная приращение угла в первом интервале, можно найти абсолютное значение угла в конце интервала времени или в начале следующего интервала:

$$\delta_{(1)} = \delta_0 + \Delta\delta_{(1)}, \quad (14)$$

где δ_0 – определяется по выражению (7).

Расчеты угла производятся в электрических градусах. Для нового значения угла $\delta_{(1)}$ можно определить избыток мощности $\Delta P_{(1)}$, в относительных единицах, во втором интервале времени по формуле:

$$\Delta P_{(i)} = P_0 - P_2 \cdot \sin \delta_{(1)} \text{ и т.д.} \quad (15)$$

Расчет методом последовательных интервалов ведется до тех пор, пока угол δ не начинает уменьшаться или пока не станет ясно, что угол беспрестанно возрастает, т.е. генераторы станции выходят из синхронизма. Если в начале некоторого k -го интервала происходит отключение поврежденной цепи, то избыток мощности внезапно изменяется от некоторой величины $\Delta P'_{(k-1)}$ до величины $\Delta P''_{(k-1)}$ (рисунок 12).

Приращение угла в первом интервале после момента отключения

определяется по выражению:

$$\Delta\delta_{(\kappa)} = \Delta\delta_{(\kappa-1)} + k \cdot \frac{\Delta P'_{(\kappa-1)} + \Delta P''_{(\kappa-1)}}{2}. \quad (16)$$

Для $K^{(3)}$ находится зависимость $\delta_{np.откл}=f(t_{np.откл})$ по выражению, полученному из (8). Строится характеристика, на которой отмечаются предельные угол и время отключения для заданных условий работы системы. Строится зависимость $\delta=f(t)$, полученная с помощью метода последовательных интервалов, на которых штрихуются площадки ускорения, торможения и возможного торможения. На этой характеристике необходимо выделить предельные угол и время отключения. Аналитические исследования могут быть проверены с помощью компьютерных расчетов по программам: STAT и DIN.

В РГР должны быть решены 3 задачи

Задача №1. Произвести расчет методом последовательных интервалов динамическую устойчивость в простейшей системе при действии одного из нижеперечисленных возмущающих факторов:

- успешного и неуспешного однократного или двухкратного АПВ при возникновении и отключении КЗ в системе;
- отключение одной из цепей линии электропередач;
- отключение генераторов станции системы;
- изменение мощности нагрузки в системе;
- изменение напряжения приемной системы;
- работа форсировки возбуждения генераторов станции при возникновении и отключении КЗ в системе;
- действие электрического торможения при возникновении и отключении КЗ в системе;
- включение сопротивления в нейтраль трансформаторов при возникновении и отключении несимметричных КЗ на землю в линии системы;

– учет регулирования турбины генераторов станции при возникновении КЗ в системе.

Задача №2. В случае выхода генераторов станции из синхронизма – произвести расчет (оценку) асинхронного режима и условий ресинхронизации. Если генераторы станции остаются в синхронизме – по согласованию с руководителем рассчитать вариант повышения устойчивости либо вариант предельного ужесточения возмущающих факторов.

Задача №3. На одном рисунке построить характеристики мощности совместно с полученными зависимостями $\delta=f(t)$ для задач №1 и 2. Произвести следующие построения: площадки ускорения и торможения, характерные мощности, углы и соответствующие им временные промежутки.

Исходные данные для выполнения расчет-графической работы

Вариант простейшей системы выдается преподавателем по таблице 3. Вариант возмущающего фактора выдается руководителем по таблице 4.

Принять следующее количество генераторов и трансформаторов на передающей станции (трансформаторов приемной системы): для четного варианта – 2, нечетного – 3. Расчет динамической устойчивости произвести для следующих случаев оснащения генераторов станции АРВ:

- четные варианты – АРВ ПТ;
- нечетные варианты – АРВ СД.

Таблица 3 – Задание на типовой расчет в простейшей системе

№ пп	Генератор							Нагрузка		Т1		Т2		ЛЭП			Система	Вид КЗ
Вариант	Р _{нг} , МВт	cosφ	X _d , о.е.	X' _d , о.е.	X _q , о.е.	T _j , сек	X ₂ , о.е.	P ₀ , МВт	cosφ	S _{нт1} , МВА	U _{кТ1} , %	S _{нт2} , МВА	U _{кТ2} , %	l, км	ν	X ₀₁ , Ом/км	U _с , о.е.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	240	0,84	0,59	0,087	0,59	6	2,16	200	0,95	400	11	417	12,5	150	0	0,4	0,9	1
2	256	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	230	0,94	400	11	417	12,5	180	0,1	0,4	0,91	1
3	270	0,85	0,59	0,087	0,59	6	2,16	210	0,94	700	11	417	12,5	180	0,2	0,4	0,92	2
4	255	0,81	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	250	0,92	400	11	417	12,5	160	0,3	0,4	1,2	2
5	260	0,81	0,59	0,087	0,59	6	2,16	180	0,92	400	11	417	12,5	160	0,4	0,4	1,18	1,1
6	248	0,8	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	190	0,93	400	11	417	12,5	140	0,5	0,4	1,16	1,1
7	250	0,8	0,59	0,087	0,59	6	2,16	215	0,93	400	11	417	12,5	140	0,6	0,4	1,14	1
8	265	0,85	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	220	0,94	400	11	417	12,5	130	0,7	0,4	1,12	1
9	275	0,85	0,59	0,087	0,59	6	2,16	240	0,94	400	11	417	12,5	130	0,8	0,4	1,1	1
10	275	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	240	0,92	400	11	417	12,5	100	0,85	0,4	0,94	1
11	265	0,83	0,59	0,087	0,59	6	2,16	220	0,92	400	11	417	12,5	100	0,65	0,4	0,96	1
12	250	0,84	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	215	0,93	400	11	417	12,5	170	0,55	0,4	0,98	1,1
13	248	0,84	0,59	0,087	0,59	6	2,16	190	0,93	400	11	417	12,5	170	0,45	0,4	1	1,1
14	260	0,82	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	180	0,94	400	11	417	12,5	140	0,35	0,4	1,02	1,1
15	255	0,82	0,59	0,087	0,59	6	2,16	250	0,94	400	11	417	12,5	135	0,25	0,4	1,04	1,1
16	270	0,83	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	210	0,93	400	11	417	12,5	135	0,15	0,4	1,06	2
17	265	0,83	0,59	0,087	0,59	6	2,16	230	0,93	400	11	417	12,5	145	0,05	0,4	1,08	2
18	240	0,81	0,3	0,12	0,15	5,4	1,1	200	0,92	400	11	417	12,5	155	0	0,4	1	1,1
19	245	0,81	0,59	0,087	0,59	6	2,16	260	0,92	400	11	417	12,5	155	0	0,4	0,9	1
20	270	0,85	0,61	0,084	0,15	8	2,23	210	0,95	350	10,5	400	12,5	150	0,1	0,4	0,91	1
21	240	0,81	0,61	0,084	0,61	8	2,23	180	0,94	350	10,5	400	12,5	180	0,2	0,4	0,92	2
22	260	0,8	0,61	0,084	0,15	8	2,23	240	0,94	350	10,5	400	12,5	160	0,3	0,4	1,2	2
23	250	0,83	0,61	0,084	0,61	8	2,23	215	0,94	350	10,5	400	12,5	140	0,4	0,4	1,18	1,1
24	275	0,9	0,61	0,084	0,15	8	2,23	220	0,93	350	10,5	400	12,5	100	0,5	0,4	1,16	1,1
25	265	0,87	0,61	0,084	0,61	8	2,23	190	0,94	350	10,5	400	12,5	130	0,6	0,4	1,14	1
26	268	0,85	0,61	0,084	0,15	8	2,23	250	0,92	350	10,5	400	12,5	135	0,7	0,4	1,12	1
27	255	0,83	0,61	0,084	0,61	8	2,23	230	0,93	350	10,5	400	12,5	155	0,8	0,4	1,1	1
28	265	0,84	0,61	0,084	0,15	8	2,23	260	0,94	350	10,5	400	12,5	180	0,75	0,4	0,94	1

29	245	0,85	0,61	0,084	0,61	8	2,23	220	0,93	350	10,5	400	12,5	140	0,65	0,4	0,96	1
30	245	0,81	0,61	0,084	0,15	8	2,23	200	0,92	350	10,5	400	12,5	160	0,55	0,4	0,98	1,1
31	265	0,91	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	230	0,95	350	10,5	400	12,5	170	0,45	0,4	1	1,1
32	255	0,92	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	225	0,94	350	10,5	400	12,5	155	0,35	0,4	1,02	1,1
33	248	0,94	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	210	0,92	350	10,5	400	12,5	180	0,25	0,4	1,04	1,1
34	265	0,95	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	235	0,93	350	10,5	400	12,5	155	0,15	0,4	1,06	2
35	275	0,87	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	250	0,94	350	10,5	400	12,5	135	0,05	0,4	1,08	2
36	250	0,83	0,32	0,14	0,16	4,7	1,17	210	0,95	350	10,5	400	12,5	145	0	0,4	1	1,1
37	260	0,84	0,32	0,14	0,32	4,7	1,17	220	0,92	350	10,5	400	12,5	160	0,07	0,4	1,2	1,1
38	270	0,84	0,56	0,075	0,16	9	2,05	235	0,93	350	10,5	400	12,5	120	0,17	0,4	1,17	1,1
39	240	0,85	0,56	0,075	0,56	9	2,05	215	0,94	350	10,5	400	12,5	130	0,27	0,4	1,11	1,1
40	271	0,81	0,56	0,075	0,16	9	2,05	235	0,93	350	10,5	400	12,5	130	0,37	0,4	1,11	1,1
41	260	0,8	0,56	0,075	0,56	9	2,05	240	0,95	350	10,5	400	12,5	139	0,47	0,4	1,08	2
42	250	0,83	0,56	0,075	0,16	9	2,05	205	0,92	350	10,5	400	12,5	145	0,57	0,4	1,05	2
43	275	0,84	0,56	0,075	0,16	9	2,05	261	0,97	350	10,5	400	12,5	165	0,67	0,4	1,02	2
44	265	0,83	0,56	0,075	0,56	9	2,05	212	0,94	350	10,5	400	12,5	175	0,77	0,4	0,99	1
45	255	0,85	0,56	0,075	0,16	9	2,05	230	0,9	350	10,5	400	12,5	195	0,87	0,4	1,2	1,1
46	269	0,81	0,56	0,075	0,56	9	2,05	230	0,9	350	10,5	400	12,5	190	0,03	0,4	1,2	1,1
47	245	0,82	0,56	0,075	0,16	9	2,05	240	0,97	350	10,5	400	12,5	200	0,13	0,4	1,16	1,1
48	268	0,81	0,52	0,06	0,52	6	1,9	255	0,94	350	10,5	400	12,5	205	0,23	0,4	1,12	1,1
49	255	0,88	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	235	0,95	350	10,5	400	12,5	200	0,33	0,4	1,08	1,1
50	265	0,83	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	265	0,96	350	10,5	400	12,5	195	0,43	0,4	1,04	2
51	245	0,84	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	215	0,97	350	10,5	400	12,5	190	0,53	0,4	1	2
52	245	0,85	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	210	0,96	350	10,5	400	12,5	185	0,63	0,4	0,96	1
53	265	0,84	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	237	0,95	350	10,5	400	12,5	180	0,73	0,4	0,92	1
54	255	0,83	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	223	0,94	350	10,5	400	12,5	175	0,05	0,4	1,04	1,1
55	248	0,81	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	218	0,93	350	10,5	400	12,5	170	0,15	0,4	1,06	1,1
56	265	0,8	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	245	0,92	350	10,5	400	12,5	175	0,25	0,4	1,08	1,1
57	275	0,81	0,32	0,12	0,16	5,2	1,17	251	0,91	350	10,5	400	12,5	180	0,35	0,4	1,1	2
58	250	0,82	0,32	0,12	0,32	5,2	1,17	210	0,9	350	10,5	400	12,5	185	0,45	0,4	1,12	2
59	260	0,83	0,62	0,09	0,16	8,5	2,27	222	0,91	350	10,5	400	12,5	195	0,55	0,4	1,14	2
60	270	0,84	0,62	0,09	0,62	8,5	2,7	234	0,92	350	10,5	400	12,5	195	0,65	0,4	1,16	1

Таблица 4 – Задание на расчет динамической устойчивости (Рассчитать расчетный режим $\delta=f(t)$ в течение времени t_K)

№ вар.	Расчетный режим	$\Delta t_{АПВ}$, сек	$\Delta t_{ф}$, сек	$\Delta t_{пер}$, сек	$\Delta t_{рз}$, сек	Δt_K , сек	Последовательность расчета	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Однократное АПВ $\Delta t_1 = \Delta t_{АПВ}$	3	–	–	1,5	4,5	$K^{(1,1)}$, неуспешное АПВ – $K^{(1)}$	
2		2,5	–	–	1	5	$K^{(3)}$, неуспешное АПВ – $K^{(2)}$	
3		4	2	–	–	7	$K^{(2)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1$, 4 через $\Delta t_{ф}$	
4		3,5	1,5	–	–	6	$K^{(3)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=2$ через $\Delta t_{ф}$	
5		3	2,2	–	1	6	$K^{(1,1)}$, неуспешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,5$ через $\Delta t_{ф}$	
6		2,5	1,5	–	1,8	6,5	$K^{(3)}$, неуспешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,8$ через $\Delta t_{ф}$	
7		3,5	1	–	-	6	$K^{(1,1)}$, успешное АПВ – форсировка $K_{ф}=1,7$ через $\Delta t_{ф}$	
8	Отключение одной из цепей ЛЭП	–	1,5	4	–	7,5	Одна из цепей ЛЭП отключается кратковременно с двух сторон на время $\Delta t_{пер}$, а затем подключается вновь. Через $\Delta t_{ф}$ срабатывает форсировка возбуждения.	
9		–	1	3	–	8		
10		–	2	5	–	7,8		
11		–	1,8	4,5	–	7		
12		–	1	3	–	7,3		
13		–	1,3	3,8	–	7,3		
14		–	1,6	4,2	–	8		
15		–	2	4,8	–	8,2		
16	Двукратное АПВ	2	–	–	1	7,9	$K^{(3)} - K^{(2)}$	
17		1,8	–	–	1,5	7,7	$K^{(2)} - K^{(2)}$	
18		1,5	–	–	0,8	6,9	$K^{(1,1)} - K^{(1)}$	
19		1,75	–	–	1,2	6,7	$K^{(1,1)} - K^{(2)}$	
20		2,1	–	–	1,4	7,5	$K^{(3)} - K^{(3)}$	
21		2,5	–	–	1,7	7,8	$K^{(1,1)} - K^{(1,1)}$	
22		3	–	–	1,6	8,5	$K^{(3)} - K^{(3)}$	
23	Отключение одного из генераторов на время $\Delta t_{пер}$	–	0,8	2	–	6,5	$K_{ф}=2$	На остальных генераторах срабатывает форсировка через $\Delta t_{ф}$.
24		–	1	3	–	7	$K_{ф}=1,5$	
25		–	1,2	4	–	8	$K_{ф}=1,4$	
26		–	0,7	2,1	–	6,8	$K_{ф}=1,6$	
27		–	0,9	2	–	6	$K_{ф}=2$	
28		–	1,1	2,5	–	7	$K_{ф}=1,7$	
29		–	1	2,8	–	7,5	$K_{ф}=1,9$	

30		–	1,2	3,5	–	8	$K\phi=1,8$	
31	Мощность нагрузки скачкообразно изменяется с P_0 до P_1 , а затем через Δt_1 до P_2 и через Δt_{ϕ} возвращается к исходному состоянию P_0 .	1	2	–	–	6,8	$P_1=0,5 \cdot P_0, P_2=2,5 \cdot P_0$	
32		2	1	–	–	6,5	$P_1=0,7 \cdot P_0, P_2=3 \cdot P_0$	
33		3	1	–	–	7	$P_1=3,2 \cdot P_0, P_2=0,5 \cdot P_0$	
34		1,5	2	–	–	6,7	$P_1=4,8 \cdot P_0, P_2=0,3 \cdot P_0$	
35		2	2	–	–	5,9	$P_1=4 \cdot P_0, P_2=1,2 \cdot P_0$	
36		1,8	2,2	–	–	7,2	$P_1=2,6 \cdot P_0, P_2=0,2 \cdot P_0$	
37		4	1	–	–	7,5	$P_1=0,8 \cdot P_0, P_2=4,6 \cdot P_0$	
38		2	3	–	–	7,7	$P_1=0,2 \cdot P_0, P_2=5,4 \cdot P_0$	
39		2	1,6	–	–	6,8	$P_1=0,7 \cdot P_0, P_2=5,8 \cdot P_0$	
40	Напряжение системы скачкообразно изменяется с U_C до U_1 , а затем через Δt_1 до U_2 , через Δt_{ϕ} происходит возврат к U_C .	1	3	–	–	6,5	$U_1=0,8 \cdot U_C, U_2=1,2 \cdot U_C$	
41		2	2	–	–	7,4	$U_1=0,6 \cdot U_C, U_2=1,18 \cdot U_C$	
42		1,5	1,5	–	–	8	$U_1=1,2 \cdot U_C, U_2=0,9 \cdot U_C$	
43		3	1	–	–	7	$U_1=1,15 U_C, U_2=0,95 \cdot U_C$	
44		1,8	2	–	–	7,2	$U_1=0,9 \cdot U_C, U_2=1,17 \cdot U_C$	
45		4	1	–	–	7,6	$U_1=0,85 \cdot U_C, U_2=1,25 \cdot U_C$	
46		2,5	2	–	–	7,8	$U_1=0,95 \cdot U_C, U_2=1,08 \cdot U_C$	
47		3,5	2,5	–	–	8,3	$U_1=1,07 \cdot U_C, U_2=1,18 \cdot U_C$	
48	После возникновения КЗ срабатывает форсировка возбуждения (мгновенно в момент КЗ); КЗ отключается через $\Delta t_{рз}$, форсировка – через Δt_{ϕ} . Кратность форсировки K_{ϕ} ($K_{\phi}=E_{q \max}/E_{q \text{ н}}$, либо $U_{гq \max}/U_{г \text{ н}}$).	–	2,5	–	3,5	6,5	$K^{(2)}, K\phi=1,4$	
49		–	2,6	–	3,6	6,5	$K^{(1,1)}, K\phi=1,6$	
50		–	2,7	–	3,7	6,5	$K^{(2)}, K\phi=1,5$	
51		–	2,8	–	3,8	6,5	$K^{(1,1)}, K\phi=1,4$	
52		–	2,9	–	3,9	7	$K^{(2)}, K\phi=1,7$	
53		–	3,5	–	4	7	$K^{(1,1)}, K\phi=1,8$	
54		–	3,3	–	4,1	7	$K^{(2)}, K\phi=1,9$	
55		–	3,2	–	4,2	7	$K^{(1,1)}, K\phi=1,5$	
56	После возникновения КЗ через Δt_1 срабатывает форсировка возбуждения; КЗ отключается через $\Delta t_{рз}$. Форсировка не отключается до окончания расчета.	2,7	–	–	3,5	8	$K^{(1,1)}, K\phi=1,4$	
57		2,5	–	–	3,7	8,5	$K^{(2)}, K\phi=1,5$	
58		2,9	–	–	3,6	9,5	$K^{(3)}, K\phi=1,8$	
59		2,8	–	–	3,9	7,5	$K^{(2)}, K\phi=1,4$	
60		2,6	–	–	3,8	7	$K^{(3)}, K\phi=1,9$	
61		2,4	–	–	3,5	8,5	$K^{(1,1)}, K\phi=1,6$	
62		2,7	–	–	3,4	8	$K^{(1,1)}, K\phi=1,8$	
63		3	–	–	4	9	$K^{(3)}, K\phi=2$	
46	После возникновения КЗ на время Δt_1 включается многократное поперечное электрическое	1,5	–	–	2	6,7	$K^{(1,1)}, P_{\text{мор}}=500 \text{ МВт}$	
47		2	–	–	2,5	7	$K^{(2)}, P_{\text{мор}}=1000 \text{ МВт}$	
48		2,5	–	–	3	8	$K^{(3)}, P_{\text{мор}}=1200 \text{ МВт}$	
49							$K^{(1,1)}, P_{\text{мор}}=700 \text{ МВт}$	
50							$K^{(2)}, P_{\text{мор}}=1100 \text{ МВт}$	
51							$K^{(3)}, P_{\text{мор}}=1300 \text{ МВт}$	
52							$K^{(1,1)}, P_{\text{мор}}=600 \text{ МВт}$	

53	торможение мощностью $P_{тор}$ на высокой стороне трансформатора № 1. КЗ отключается через $\Delta t_{рз}$.						$K^{(1,1)}, P_{тор} = 800 \text{ МВт}$
54	После возникновения несимметричного КЗ на землю в нейтраль трансформатора № 1 через Δt_1 включается индуктивное сопротивление, величина которого определяется через заданное соотношение	0,4	–	–	2	7	$K^{(2)}, N=3$
55	$N = \frac{X_{0_{ЭКВ}}}{X_{1_{ЭКВ}}}$. КЗ отключается через $\Delta t_{рз}$.	0,6	–	–	2,5	8	$K^{(2)}, N=4$
56	После возникновения КЗ через Δt_1	0,45	–	2,8	3	7,5	$K^{(2)}, 40 \% \text{ от } P_0$.
57	отключается часть нагрузки на время $\Delta t_{пер}$. КЗ отключается через $\Delta t_{рз}$.	0,5	–	2,5	3,5	8	$K^{(1,1)}, 50 \% \text{ от } P_0$.

Список рекомендуемой литературы

Основная

1. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб.пособие / Ю.А. Куликов. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир; ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
2. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – М: Энергия. 1985.
3. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 1970. – 519 с.

Дополнительная

4. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / В.К. Шабад. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 192 с.
5. Гамазин С.И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой / С.И. Гамазин, В.А. Ставцев, С.А. Цырук. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 424 с.
6. Крючков И.П. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков. М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 168 с.
7. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник для эл.тех. и энергетических вузов / С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 2000