



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
**Рубцовский индустриальный институт (филиал)**  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»  
(РИИ АлтГТУ)

**А.Н. ТАТАРНИКОВА, Н.А. ПАРФЕНОВА**

**ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

**Часть 2  
ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ**

Учебное пособие для студентов подготовки «Электроэнергетика  
и электротехника» всех форм обучения

Рубцовск 2016

УДК 621.311

Татарникова А.Н, Парфенова Н.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах. Часть 2: Электромеханические переходные процессы: Учебное пособие для студентов направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2016. – 39 с.

Рассмотрены электромагнитные переходные процессы. Пособие может служить руководством на занятиях и при самостоятельной работе студентов.

Рассмотрено и одобрено  
на заседании кафедры ЭиЭ.  
Протокол № 1 от 15.01.2016 г.

Рецензент: гл. инженер ЗАО «Контакт-108»

И.А. Оборовский

## СОДЕРЖАНИЕ

ЧАСТЬ 2. ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ.....	4
Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ.....	4
1.1. Основные понятия и определения.....	4
1.2. Режимы работы системы.....	5
1.3. Задачи расчета устойчивости и допущения, принимаемые при расчетах.....	6
1.4. Векторная диаграмма системы электроснабжения.....	7
Глава 2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ.....	10
2.1. Статическая устойчивость простейшей системы.....	10
2.2. Уравнение движения ротора генератора.....	14
Глава 3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ.....	15
3.1. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.....	16
3.2. Определение размаха колебаний и проверка устойчивости при внезапном изменении нагрузки генератора.....	19
3.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.....	21
3.4. Динамическая устойчивость при КЗ на линии.....	23
3.5. Решение уравнения движения ротора генератора методом последовательных интервалов.....	27
Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	29
4.1. Классификация мероприятий по повышению устойчивости систем электроснабжения.....	29
4.2. Использование регуляторов электростанций.....	30
4.3. Использование устройств релейной защиты и автоматики.....	33
4.4. Нагрузочные резисторы.....	36
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	39

## ЧАСТЬ 2. ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

### Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ

#### 1.1. Основные понятия и определения

Передача электрической и тепловой энергии от источников к потребителям производится энергетическими системами.

Приемники электрической энергии промышленных предприятий получают питание от системы электроснабжения, которая является составной частью энергетической системы.

**Системой электроснабжения (СЭС)** называется совокупность взаимосвязанных электроустановок, предназначенных для производства, преобразования и распределения электроэнергии.

**Энергетическая система** – это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, потребителей электроэнергии и теплоты, связанных общим режимом и непрерывным процессом производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии.

**Электроэнергетическая (электрическая) система** – это часть энергетической системы без тепловых сетей и потребителей теплоты. Она представляет собой совокупность отдельных элементов, в число которых входят:

1. **силовые элементы системы**, вырабатывающие, преобразующие, передающие, распределяющие и потребляющие электрическую энергию, к ним относятся генераторы с первичными двигателями, силовые трансформаторы, выпрямители, ЛЭП и т.д.;

2. **элементы управления системы**, изменяющие и регулирующие состояние системы (регуляторы возбуждения синхронных машин, регуляторы частоты, реле, выключатели и т.д.).

Работа электрической системы прежде всего характеризуется значениями мощности, вырабатываемой генераторами и передаваемой потребителям. Вырабатываемая мощность – это количественный показатель работы электрической системы. Качество вырабатываемой энергии характеризуется величиной напряжения у потребителя и частотой. Дополнительными показателями являются: симметрия напряжения, синусоидальная форма кривой напряжения.

Характеристикой работы системы в узловых точках сети являются значения напряжений и токов.

**К параметрам элементов системы** относятся сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации, постоянные времени, коэффициенты усиления и другие параметры, определяемые физическими свойствами и схемой соединения элементов, а также расчетными данными.

**Режимом** называется состояние системы в любой момент времени.

**К параметрам режима** относятся значения мощности, напряжения, тока, угол сдвига векторов ЭДС и напряжения.

## 1.2. Режимы работы системы

В электроэнергетической системе могут иметь место установившиеся и переходные режимы. В установившемся режиме реальной системы его параметры постоянно меняются, что связано со следующими факторами:

- изменением нагрузки и реакцией на эти изменения регулирующих устройств;
- нормальными эксплуатационными изменениями схемы коммутации системы;
- включением и отключением отдельных генераторов или изменением их мощности.

Таким образом, в установившемся режиме системы всегда есть малые возмущения параметров ее режима, при которых она должна быть устойчива.

Основной задачей электроэнергетической системы является поддержание устойчивости данного режима.

**Статическая устойчивость** - это способность системы восстанавливать исходный (или близкий к исходному) режим после малого его возмущения.

Аварийные режимы в электрической системе возникают при КЗ, аварийных отключениях нагруженных агрегатов или линий и т.п. Под действием больших возмущений возникают резкие изменения режима.

**Динамическая устойчивость** - это способность системы возвращаться в исходное (или близкое к нему) состояние после большого возмущения.

Разновидностью динамической устойчивости является **результатирующая устойчивость** - способность СЭС восстанавливать синхронную работу машин после допустимого по условиям эксплуатации асинхронного режима.

Различают три основных вида расчетных режимов:

1. нормальный установившийся, применительно к которому проектируется система и определяются технико-экономические характеристики;
2. послеаварийный установившийся режим, наступает после аварийного отключения поврежденного элемента, в этом режиме система работает с несколько худшими технико-экономическими характеристиками;
3. переходный режим, во время которого система переходит от одного состояния к другому.

На рисунке 1.1:

(1) – нормальный установившийся режим №1;

(3.1) – нормальный переходный процесс имеет место при нормальной эксплуатации в результате действия регулирующих устройств или возникает при обычных эксплуатационных операциях - включении и отключении трансформаторов, отдельных ЛЭП, незначительных нагрузках, что вызывает малые возмущения в системе;

(2.1) – нормальный установившийся режим №2;

(3.2) – аварийный переходный процесс возникает вследствие каких-либо резких аварийных изменений режима системы: при изменении схемы соединения системы или отключении агрегатов, ЛЭП, несущих значительные

нагрузки, при коротких замыканиях в элементах системы, что вызывает большие возмущения в системе;

(2.2) – послеаварийный благополучный режим может наступить, если система до переходного процесса была очень устойчивая;

(2.3) – послеаварийный установившийся режим, не требующий немедленной ликвидации, возникает при работе элементов системы с допустимой перегрузкой (перегрузка трансформаторов до 40%, кабельных линий – до 25-30% и т.д.);

(2.4) – неблагоприятный послеаварийный режим, требующий немедленной ликвидации, возникает, если вырабатываемой активной мощности генераторов недостаточно, что ведет к уменьшению частоты в системе и снижению напряжения (рис. 1.1).

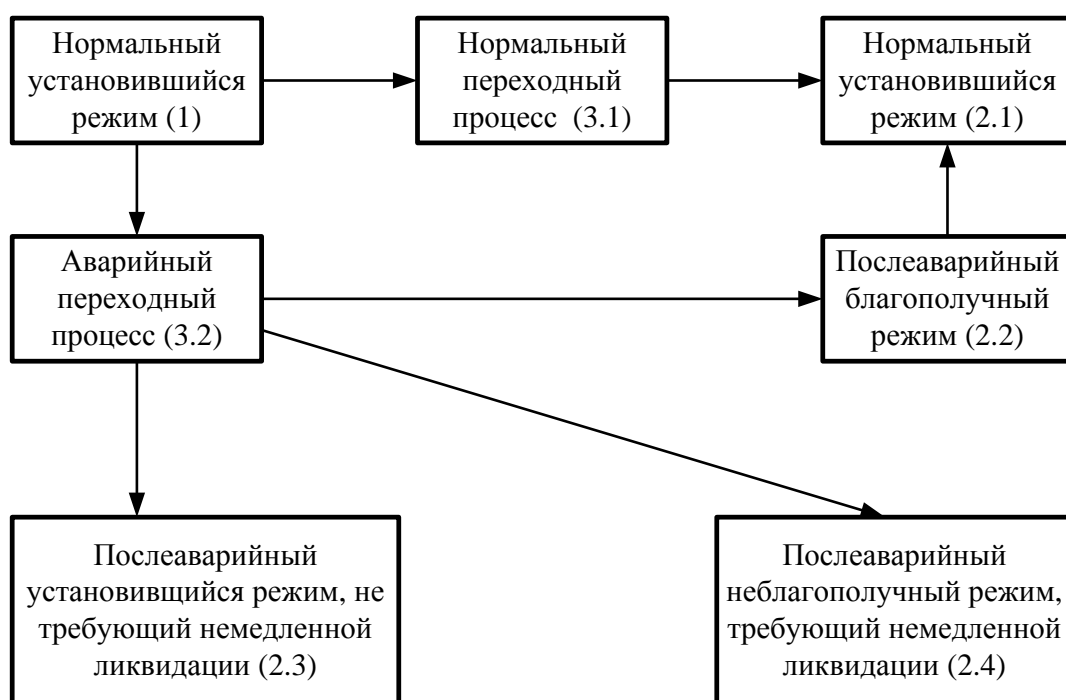


Рис. 1.1. Режимы и процессы в электрических системах

### 1.3. Задачи расчета устойчивости и допущения, принимаемые при расчетах

При анализе статической устойчивости системы возникает ряд задач, которые решаются в проектных и эксплуатационных организациях. К таким задачам относятся:

а) расчет параметров предельных режимов (предельной передаваемой мощности по линиям энергосистемы, критического напряжения узловых точек системы, питающих нагрузку, и т.д.);

б) определение значений коэффициентов запаса по напряжению и мощности;

в) выбор мероприятий по повышению статической устойчивости энергосистем или обеспечению заданной пропускной способности передачи;

г) разработка требований, направленных на улучшение устойчивости систем. Выбирается настройка АРВ, обеспечивающая требуемую точность поддержания напряжения.

Задачи анализа динамической устойчивости связаны с переходом системы от одного установившегося режима к другому. Это следующие задачи:

а) расчет параметров динамического перехода при эксплуатационном или аварийном отключении нагруженных элементов электрической системы;

б) определение параметров динамических переходов при коротких замыканиях в системе с учетом различных факторов:

- возможного перехода одного несимметричного КЗ в другое (например, однофазного в двухфазное);

- работы автоматического повторного включения элемента, отключившегося после КЗ, и т.д.

Результатами расчета динамической устойчивости являются:

- предельное время отключения расчетного вида КЗ в наиболее опасных точках системы;

- паузы систем АПВ, установленных на различных элементах электрической системы; - параметры систем автоматического ввода резерва (АВР).

В практических расчетах, в дополнение к принятым при анализе электромагнитных переходных процессов допущениям, принимаются еще ряд допущений, которые, упрощая анализ электромеханических переходных процессов, не приводят к существенным погрешностям их расчета.

1. Предполагается, что скорость вращения роторов синхронных машин при протекании электромеханических переходных процессов изменяется при небольших пределах (2-3%) синхронной скорости.

2. Считается, что изменение электрической мощности генератора происходит мгновенно.

3. Изменение режимов СЭС можно отразить в схеме, если ввести новые значения ЭДС генераторов, мощностей, сопротивлений.

4. Несимметричные режимы с помощью схем замещения можно привести к симметричным режимам. При этом считается, что изменения движения ротора вызваны только моментами, создаваемыми токами прямой последовательности.

5. Насыщение стали в генераторах и трансформаторах не учитывается.

6. Результирующее потокоцепление обмотки возбуждения в продольной оси в течение переходного процесса постоянно, что соответствует постоянству ЭДС на зажимах генератора, приложенной за сопротивлением.

#### **1.4. Векторная диаграмма системы электроснабжения**

Рассмотрим простейшую схему СЭС, в которой генератор работает через трансформатор и линию на шины неизменного напряжения, т.е. на шины системы, мощность которой настолько велика по сравнению с мощностью генератора, что напряжение на ее шинах можно считать неизменным по амплитуде и фазе при любых режимах (рис. 1.2).

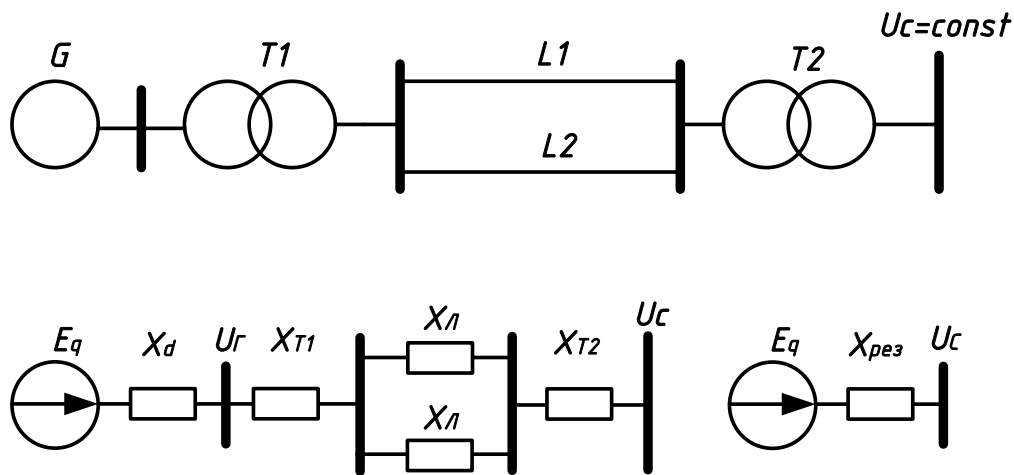


Рис. 1.2. Схема электропередачи и схема ее замещения

Векторная диаграмма для нормального режима работы этой электропередачи показана на рисунке 1.3,

где  $E_q$  – ЭДС холостого хода синхронной машины (нет тока статора и, соответственно, реакции статора), данная ЭДС пропорциональна току ротора;

$E'$  – переходная ЭДС, обусловленная результирующим потокосцеплением, остается неизменной в первый момент при любом резком изменении режима, что связывает предшествующий режим с новым;

$E'_q$  – поперечная составляющая или проекция переходной ЭДС  $E'$  на вектор  $E_q$  остается неизменной в первый момент при любом резком изменении режима, при расчетах часто полагают  $E' \approx E'_q$ ;

$\delta$  – угол сдвига по фазе между синхронной ЭДС генератора  $E_q$  и напряжением приемной системы  $U_c$ .

Угол  $\delta$  – характеризует положение ротора в пространстве. Угол  $\delta$  не может меняться скачком, и его изменения определяют относительные механические скорости.

Из векторной диаграммы (см. рис. 1.3) и схемы замещения (см. рис. 1.2) следует, что ЭДС  $E_q$  и напряжение  $U_r$  на зажимах синхронной машины связаны соотношением

$$E_q = U_r + I \cdot X_d, \quad (1.1)$$

а ЭДС синхронной машины  $E_q$  и напряжение на шинах системы  $U_c$  связаны соотношением

$$E_q = U_c + I \cdot X_{PEZ}, \quad (1.2)$$

где  $I$  – ток статора (ток нагрузки синхронной машины).

При заданной нагрузке синхронной машины ( $I = \text{const}$ ) напряжение на ее зажимах пропорционально ЭДС, значение которой зависит от тока возбуждения  $I_f$ . Следовательно, напряжение синхронных машин можно регулировать изменением тока возбуждения. На этом принципе основаны устройства АРВ, предназначенные для регулирования напряжения на зажимах синхронной машины.



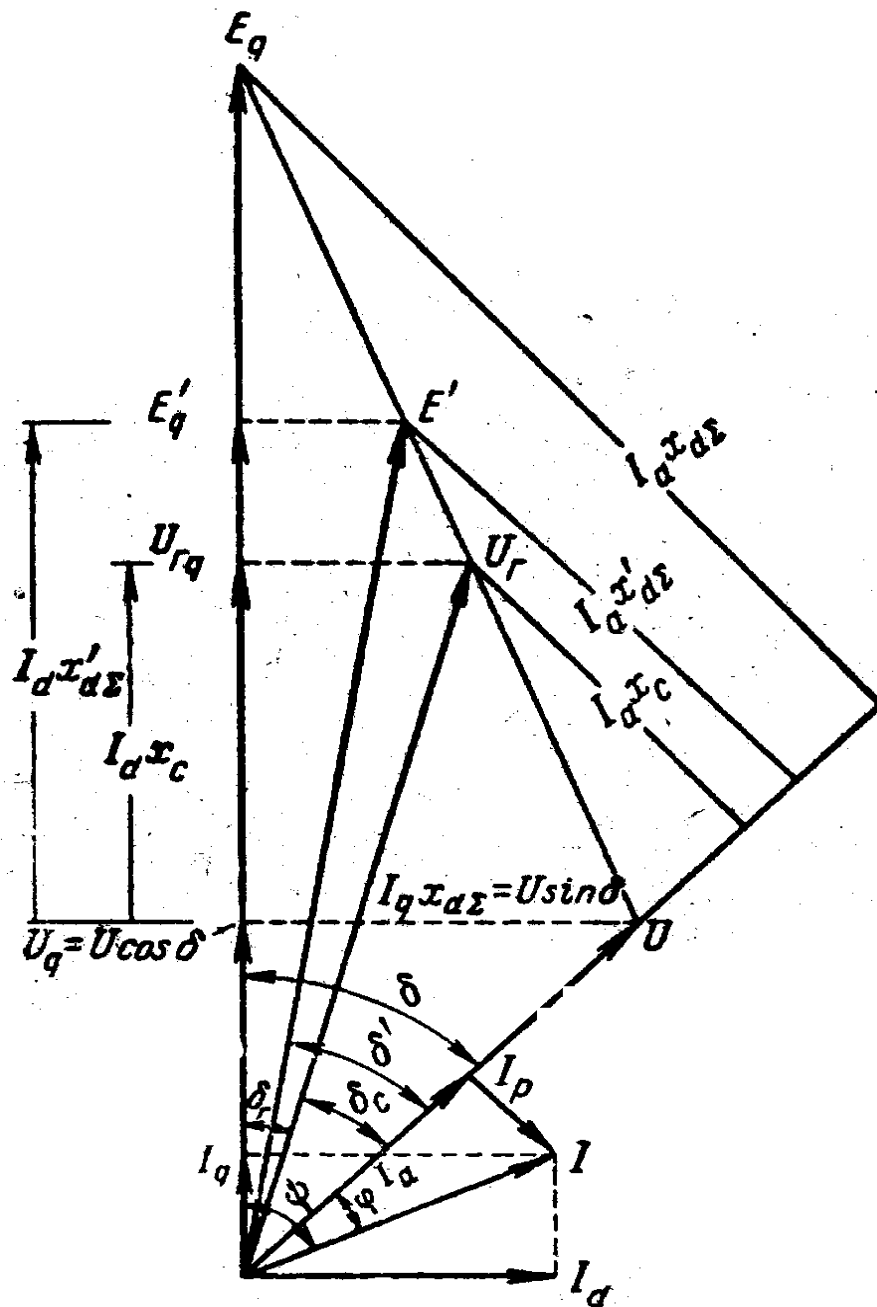


Рис. 1.3. Векторная диаграмма системы

При расчетах электромеханических переходных процессов используется схема замещения синхронной машины с переходной ЭДС  $E'$ , приложенной за переходным сопротивлением  $X'_d$ , рис. 1.4.

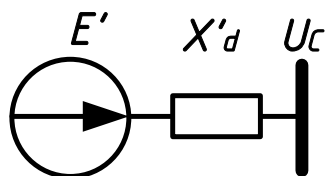


Рис. 1.4. Схема замещения

Эта ЭДС  $E'$  пропорциональна суммарному магнитному потоку, связанному с ротором. При всяком изменении режима результирующий магнитный поток генератора сначала остается неизменным, а затем плавно переходит к новому постоянному значению. Индуцируемая этим потоком ЭДС  $E'$  так же, как и поток, в первый момент времени остается неизменной и сохраняет то же значение, которое было до изменения режима. Поэтому ЭДС  $E'$  является связующей величиной при переходе от одного режима синхронной машины к другому, отчего ЭДС  $E'$  и  $X'_d$  получили название переходных величин.

## Глава 2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

### 2.1. Статическая устойчивость простейшей системы

На рисунке 2.1,а представлены два основных агрегата электрической станции: турбина и генератор.

Ротор турбины приводится во вращение энергоносителем (паром или водой). Вращающий момент турбины зависит от количества энергоносителя. В нормальном режиме эксплуатации основные параметры энергоносителя – стабильны, поэтому вращающий момент турбины постоянен. Мощность, выдаваемая генератором в систему, зависит от характеристики мощности генератора.

Для получения характеристики мощности построена упрощенная векторная диаграмма электропередачи (рис. 2.1,в), которая повторяет диаграмму, изображенную на рисунке 1.3. Из схемы замещения следует, что результирующее сопротивление системы  $X_{дрез} = X_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}$ .

Из векторной диаграммы следует, что

$$I_a \cdot X_{дрез} = E \cdot \sin \delta,$$

где  $I_a$  - активная составляющая тока;

$\delta$  - угол сдвига ЭДС  $E$  относительно напряжения  $U$ .

Умножая обе части равенства на  $U/X_{дрез}$ , получим активную мощность, передаваемую приемной системе:

$$U \cdot I_a = P = \frac{E \cdot U}{X_{дрез}} \sin \delta, \quad (2.1)$$

где  $P$  - активная мощность, выдаваемая генератором (принята в относительных единицах).

Зависимость (2.1) имеет синусоидальный характер и называется характеристикой мощности генератора. При постоянных ЭДС  $E$  генератора и напряжении  $U$  угол поворота генератора определяется только его активной мощностью, которая, в свою очередь, определяется мощностью турбины. Наглядной иллюстрацией зависимости мощности (момента) турбины от угла сдвига  $\delta$  является система двух дисков, соединенных пружинами (рис. 2.1,б). В режиме холостого хода (без учета трения) приводящий (поле ротора, связанного с турбиной) и приводимый (поле статора) диски не образуют угла сдвига относительно друг друга. При появлении тормозящего момента (реакция

статора) угол сдвига между дисками будет тем больше, чем больше тормозящий момент. Очевидно, что при увеличении тормозящего момента может произойти проворот одного диска относительно другого, что является нарушением устойчивости рассматриваемой системы.

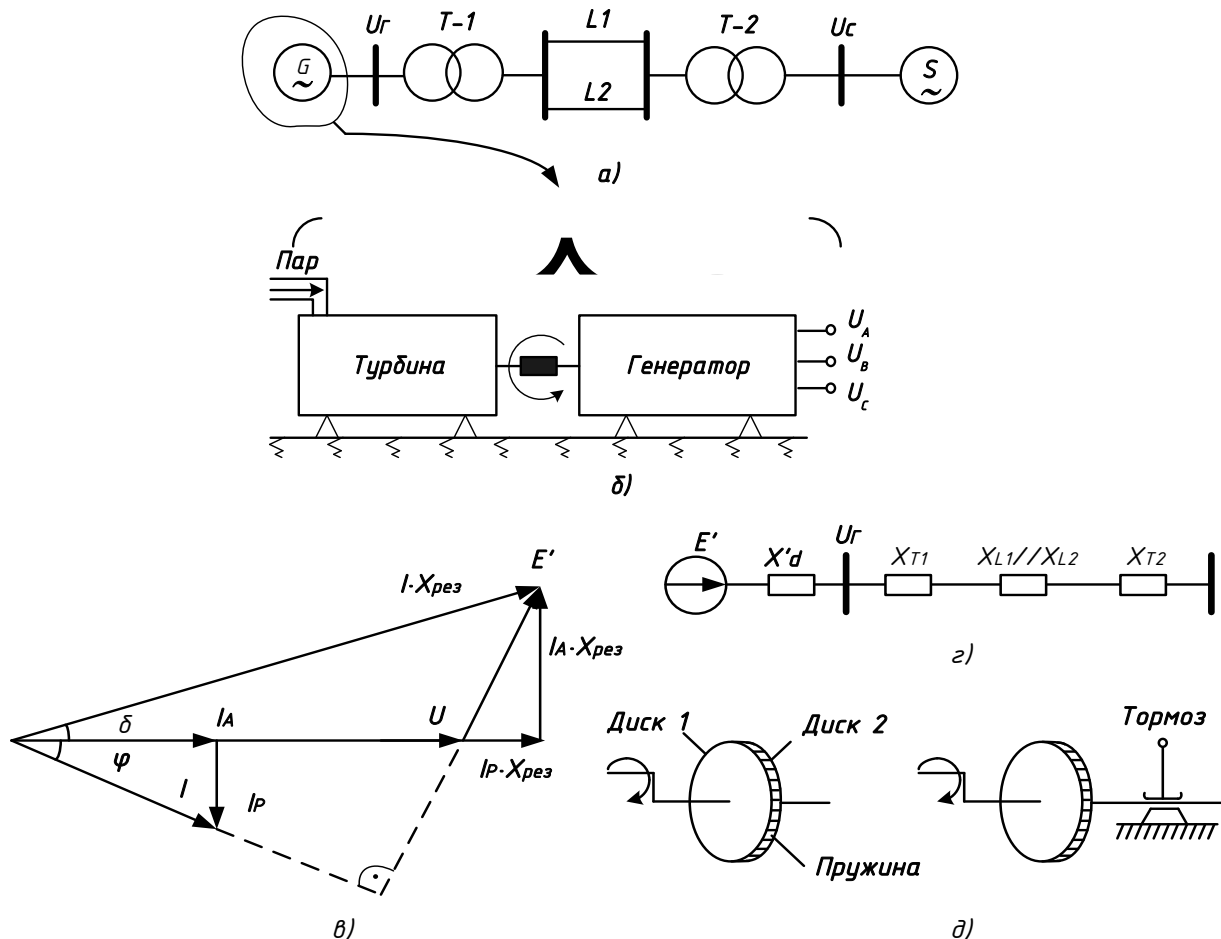


Рис. 2.1. Оценка статической устойчивости простейшей системы: а - принципиальная схема системы; б - блок турбина - генератор; в - векторная диаграмма генератора; г - схема замещения системы; д - механический аналог блока турбина – генератор

Мощность турбины зависит от количества энергоносителя и в координатах  $P, \delta$  изображается прямой линией.

При определенных значениях ЭДС генератора  $E$  и напряжения приемной системы  $U$  характеристика мощности имеет максимум, который вычисляется по формуле

$$P_{max} = \frac{E \cdot U}{X_{дрез}} \quad (2.2)$$

Иногда эту величину называют «идеальным» пределом мощности простейшей электрической системы. Заданному значению мощности турбины соответствуют две точки пересечения характеристик  $a$  и  $b$  (рис. 2.2,а), в которых мощности генератора и турбины уравниваются друг друга.

Рассмотрим режим работы в точке  $a$ . Если мощность генератора по какой-либо причине изменится на величину  $\Delta P$ , то и угол  $\delta$ , следуя синусоидальной зависимости, изменится на  $\Delta\delta$ . Из рисунка 2.2,а следует, что в точке  $a$  положительному приращению мощности соответствует положительное приращение угла. Что же касается мощности турбины, то она не зависит от угла  $\delta$  и при любых его изменениях остается постоянной и равной  $P_0$ .

При изменении мощности генератора равновесие моментов турбины и генератора нарушается. При увеличении мощности генератора на валу, связывающем его с турбиной, возникает избыточный тормозящий момент, поскольку тормозящий момент генератора преобладает над вращающим моментом турбины. Под влиянием тормозящего момента ротор генератора начинает замедляться, что вызывает перемещение ротора и связанного с ним вектора ЭДС  $\vec{A}$  в сторону уменьшения угла  $\delta$  (рис. 2.2,б). В итоге в точке  $a$  восстанавливается исходный режим работы и, как следует из определения статической устойчивости, этот режим является устойчивым. Такой же вывод можно получить и при уменьшении мощности генератора в точке  $a$ .

В точке  $b$  отрицательному приращению мощности генератора соответствует положительное приращение угла. При уменьшении мощности генератора на валу возникает ускоряющий избыточный момент, который увеличивает угол  $\delta$ . С ростом угла мощность генератора падает, это увеличивает ускоряющий момент, т.е. возникает лавинообразный процесс, называемый выпадением генератора из синхронизма. Процесс выпадения из синхронизма и асинхронный режим, в котором в итоге оказывается генератор, характеризуются непрерывным перемещением вектора ЭДС  $\vec{E}$  относительно напряжения  $\vec{U}$  приемной системы (рис. 2.2,в). Если в точке  $b$  возникнет тормозной избыточный момент (мощность генератора увеличится), то он вызовет перемещение рабочей точки системы турбина - генератор в точку  $a$ .

Таким образом, точка  $a$  характеристики мощности является точкой устойчивого равновесия, точка  $b$  - точкой неустойчивого равновесия моментов турбины и генератора. Поэтому все точки, лежащие на возрастающей части характеристики мощности, являются точками устойчивой работы системы, а точки, лежащие на падающей части характеристики, точками неустойчивой работы.

Границей зон устойчивой и неустойчивой работы является максимум характеристики мощности.

Механическим аналогом рассматриваемой системы с точки зрения статической устойчивости может служить шарик, помещенный на изогнутую поверхность так, как это показано на рисунке 2.2,г. Положение точки  $a$  устойчиво, так как любое (даже незначительное) перемещение шарика влево или вправо заканчивается его возвращением в исходную точку. Положение  $b$  неустойчиво, так как малейшее отклонение от этого положения вызовет переход шарика в новое положение.

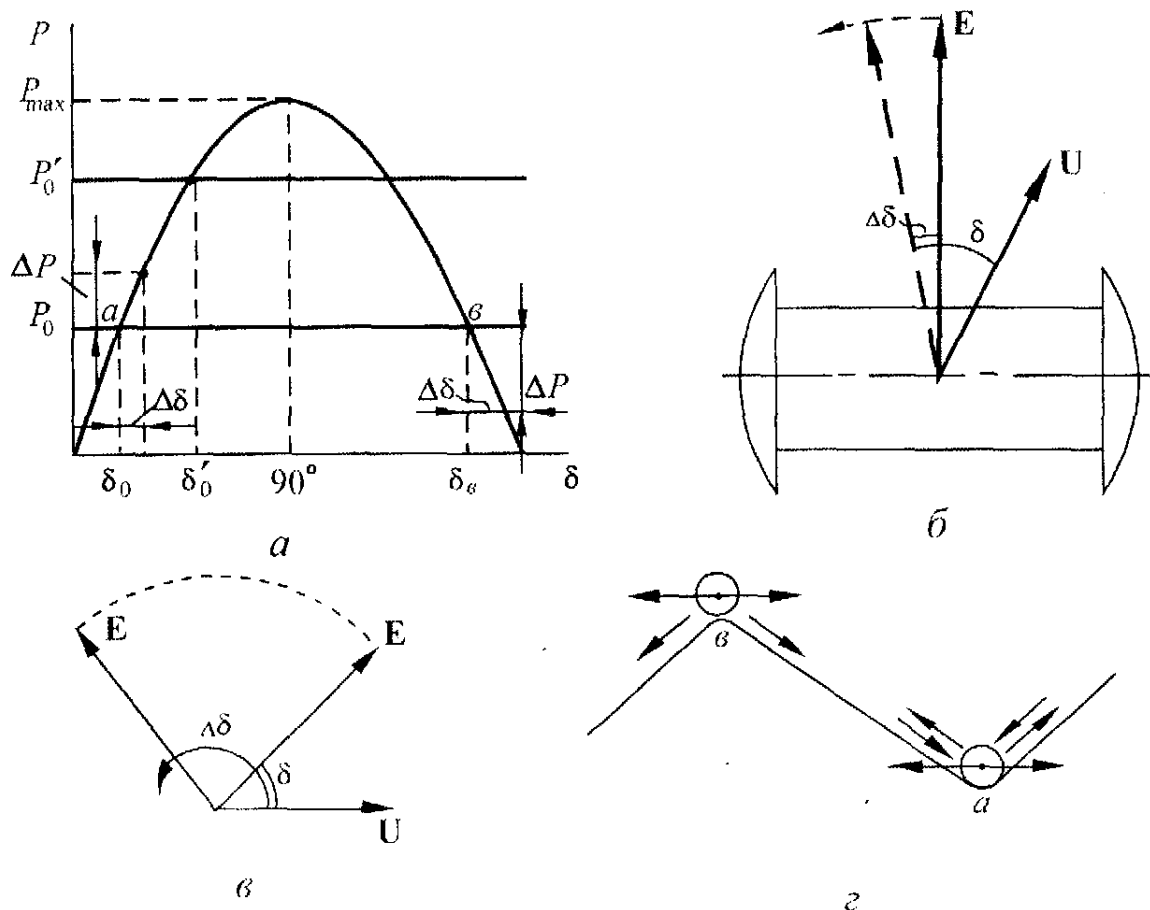


Рис. 2.2. К определению критерия статической устойчивости простейшей системы: а - характеристика мощности; б - отклонение вектора ЭДС от состояния равновесия; в - выпадение из синхронизма; г - механическая интерпретация

Формальным признаком статической устойчивости электрической системы может служить знак приращения мощности к приращению угла. Если  $\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0$ , то система устойчива, если это отношение отрицательно, то неустойчива. Переходя к пределу, можно записать **критерий статической устойчивости** простейшей системы:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (2.3)$$

Увеличение мощности турбины от значения  $P_0$  до  $P_0'$  (рис. 2.2,а) приводит к возрастанию угла ротора до значения  $\delta_0'$  и уменьшению запаса статической устойчивости, который определяется следующим образом:

$$K = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} 100\%. \quad (2.4)$$

Запас устойчивости электропередачи, связывающей станцию с шинами энергосистемы, должен быть не менее 20 % в нормальном режиме и 8% в кратковременном послеаварийном.

## 2.2. Уравнение движения ротора генератора

В процессе эксплуатации СЭС балансы мощности турбин и генераторов, электроприводов и нагрузок периодически нарушаются. Это происходит из-за несовпадения реального графика нагрузки с планируемым. С учетом принятых допущений уравнение баланса мощности для отдельного агрегата турбина-генератор в относительных единицах можно записать в виде

$$P_T = P_{эл} + P_{пот} + T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} + P_d \frac{d\delta}{dt}, \quad (2.5)$$

где  $P_T$  – мощность турбины, определяющая исходный установившийся режим системы ( $P_0 = P_T = P_{эл}$ );

$P_{эл}$  – электромагнитная мощность генератора;

$P_{пот}$  – механические потери в агрегате;

$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}$  – избыточный момент на валу генератора;

$P_d \frac{d\delta}{dt}$  – потери в демпферных обмотках при нарушении;

$P_d$  – демпферный коэффициент;

$\delta$  – , угол, определяющий пространственное положение продольной оси ротора;

$T_J$  – постоянная инерции вращающихся масс турбины и генератора.

$T_J$  – время, в течение которого скорость ротора изменяется от нуля до номинальной под действием номинального избыточного момента и при постоянном моменте сопротивления. Она определяется следующим образом:

$$T_J = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2}{1000 \cdot S_{ном}}, \quad (2.6)$$

где  $GD^2$  – маховой момент, т·м<sup>2</sup>,

$G$  – масса подвижных элементов;

$D$  – диаметр подвижных масс;

$n$  – скорость вращения, об/мин;

$S_{ном}$  – номинальная мощность генератора, кВт·А.

Выражение (2.5) называется *уравнением электромеханических переходных процессов*. Если потерями мощности в агрегате и потерями в демпферных контурах пренебречь, то это уравнение примет вид

$$P_T - P_{эл} = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \cdot \alpha, \quad (2.7)$$

где  $\omega$  – угловая скорость;

$\alpha$  – угловое ускорение вращающихся масс.

При  $P_T - P_{эл} < 0$  ( $P_{эл} > P_T$ ) имеет место тормозящий момент на валу агрегата, а при  $P_T - P_{эл} > 0$  ( $P_T > P_{эл}$ ) – ускоряющий момент.

Торможение или ускорение роторов генераторов является следствием набросов и сбросов нагрузки. Возникающий при этом небаланс мощности покрывается за счет энергии вращающихся масс.

Мощность, развиваемая турбиной, зависит от массы пропускаемого через нее пара или воды в единицу времени и может изменяться с помощью первичных регуляторов.

Незначительное возмущение в цепи статора генератора вызывает движение ротора в сторону увеличения или уменьшения угла  $\delta$  (это зависит от знака избыточного момента). Возмущение сообщает ротору некоторое ускорение  $\alpha$ , которое в относительных единицах пропорционально избыточному моменту  $\Delta M$  и обратно пропорционально постоянной инерции  $T_j$ :

$$\alpha = \frac{\Delta M_*}{T_j} = \frac{\Delta P_*}{T_j}. \quad (2.8)$$

Здесь принимается, что при небольших изменениях скорости  $\Delta M_* = \Delta P_*$ ;

Возвращаясь к уравнению (2.6) и учитывая, что ускорение представляет собой не что иное, как вторую производную от угла по времени

$$\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j}, \quad (2.9)$$

получаем

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P - P_{max} \cdot \sin \delta, \quad (2.10)$$

где  $P_0$  - мощность турбины;

$P_{max}$  - максимальное значение мощности аварийного режима.

Уравнение (2.5) также называется *уравнением движения ротора* генератора. Его решение в форме  $\delta = f(t)$  дает картину изменения угла  $\delta$  во времени и позволяет судить об устойчивости генератора.

### Глава 3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Если статическая устойчивость характеризует установившийся режим системы, то при анализе динамической устойчивости выявляется способность системы сохранять синхронный режим работы при больших его возмущениях. Большие возмущения возникают при различных коротких замыканиях, отключении линии электропередачи, генераторов, трансформаторов и т.д. К большим возмущениям относятся также изменения мощности крупной нагрузки, потеря возбуждения какого-либо генератора, включение крупных двигателей. Одним из следствий возникшего возмущения является отклонение скоростей вращения роторов генераторов от синхронной (качания роторов генераторов системы).

Если после какого-либо возмущения взаимные углы роторов примут определенные значения (их колебания затухнут около каких-либо новых значений), то считается, что динамическая устойчивость сохраняется. Если хотя бы у одного генератора ротор начинает проворачиваться относительно поля статора, то это признак нарушения динамической устойчивости. В общем случае о динамической устойчивости системы можно судить по зависимостям  $\delta = f(t)$ , полученным в результате совместного решения уравнений движения роторов генераторов. Но существует более простой и наглядный метод оценки

динамической устойчивости, основанный на энергетическом подходе к анализу динамической устойчивости, который называется графическим методом или методом площадей.

### 3.1. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом

Рассмотрим простейший случай, когда электростанция  $G$  работает через двухцепную линию на шины бесконечной мощности (рис. 3.1,а). Условие постоянства напряжения на шинах системы ( $U = const$ ) исключает качания генераторов приемной системы и значительно упрощает анализ динамической устойчивости. Схема замещения системы показана на рисунке 3.1,б. Генератор входит в схему замещения сопротивлением  $X'_d$  и переходной ЭДС  $E'_q$ . Мощность, выдаваемая генератором в систему, равна мощности турбины и обозначена  $P_0$ , угол генератора –  $\delta_0$ .

Характеристику мощности генератора, соответствующую нормальному (до аварийному) режиму, можно получить для практических расчетов, принимая  $E'_q = E'$ :

$$P = \frac{E' \cdot U}{X'_{d\text{рез}}} \sin \delta,$$

где  $X'_{d\text{рез}} = X'_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}$  – взаимное (суммарное) сопротивление между электростанцией и шинами бесконечной мощности.

Зависимость  $P = f(\delta)$  для нормального режима приведена на рис. 3.1,г (кривая 1).

Предположим, что линия  $L2$  внезапно отключается. Рассмотрим работу генератора после ее отключения. Схема замещения системы после отключения линии показана на рисунке 3.1,а. Суммарное сопротивление послеаварийного режима  $X'_{d\text{рез.н/ав}} = X'_d + X_{T1} + X_{L1} + X_{T2}$  увеличится по сравнению с  $X'_{d\text{рез}}$  (суммарное сопротивление нормального режима). Это вызовет уменьшение максимума характеристики мощности послеаварийного режима (кривая 2, рис. 3.1,г).

После внезапного отключения линии происходит переход с характеристики мощности 1 на характеристику 2. Из-за инерции ротора угол  $\delta$  не может изменяться мгновенно, поэтому рабочая точка перемещается из точки  $a$  в точку  $b$ .

На валу, соединяющем турбину и генератор, возникает избыточный момент, определяемый разностью мощности турбины, которая не изменилась после отключения линии, и новой мощности генератора ( $\Delta P = P_0 - P(\delta)$ ). Под влиянием этой разности ротор машины начинает ускоряться, двигаясь в сторону больших углов  $\delta$ . Это движение накладывается на вращение ротора с синхронной скоростью, и результирующая скорость вращения ротора будет

$$\omega = \omega_i + \Delta\omega,$$

где  $\omega_0$  - синхронная скорость вращения;

$\Delta\omega$  - относительная скорость.



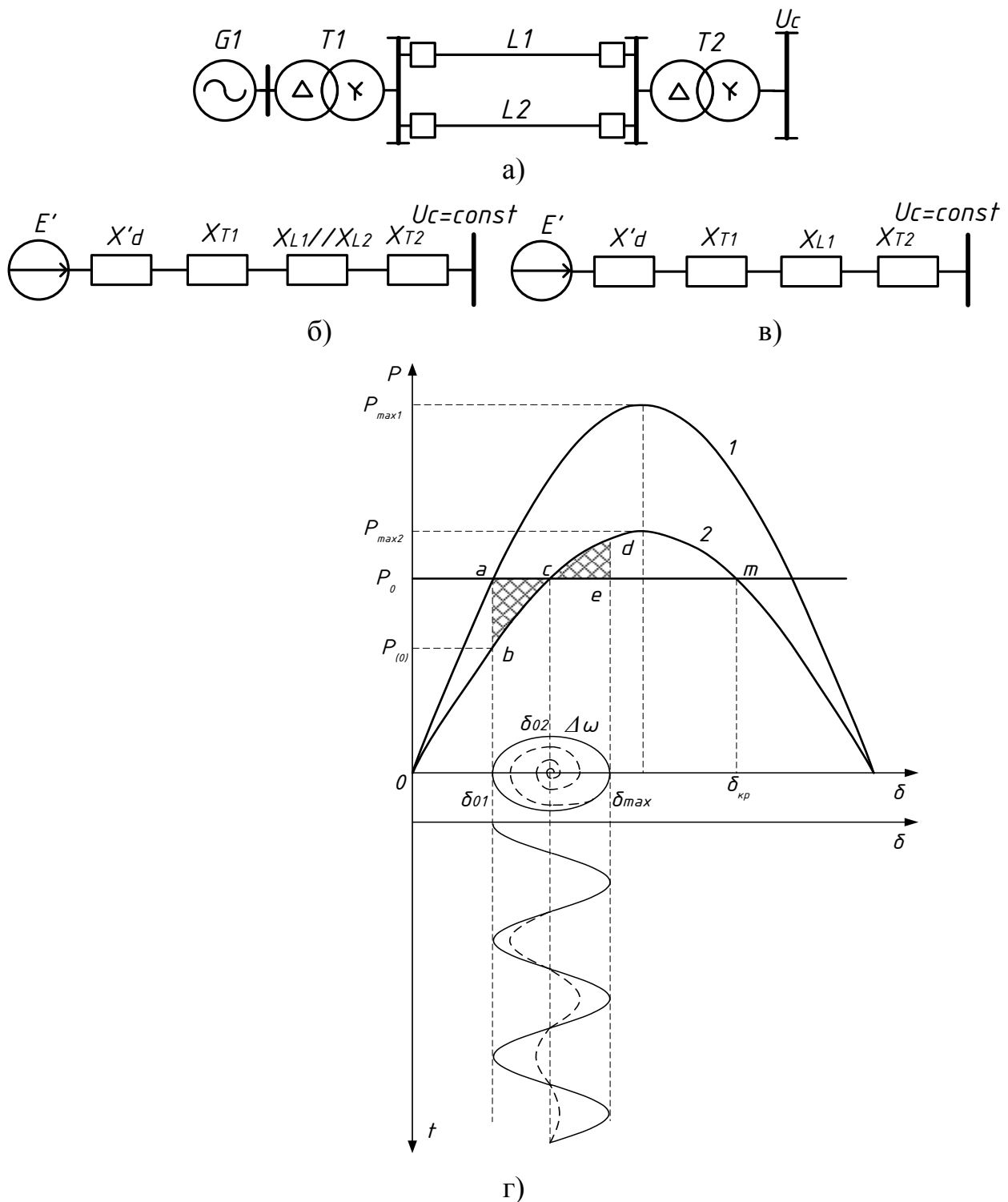


Рис. 3.1. К анализу динамической устойчивости простейшей системы:  
а- принципиальная схема; б - схема замещения в нормальном режиме;  
в - схема замещения в послеаварийном режиме, г - графическая иллюстрация  
динамического перехода: характеристики нормального и аварийного режимов  
(кривые **1, 2** соответственно)

В результате ускорения ротора рабочая точка начинает движение по характеристике **2**. Мощность генератора возрастает, а избыточный (ускоряющий) момент (пропорциональный разности  $\Delta P$ ) убывает.

Относительная скорость  $\Delta\omega$  возрастает до точки  $c$ . В точке  $c$  избыточный момент становится равным нулю, а скорость  $\Delta\omega$  - максимальной. Движение ротора со скоростью  $\omega$  не прекращается в точке  $c$ , ротор по инерции проходит эту точку и продолжает движение. Но избыточный момент при этом меняет знак и начинает тормозить ротор. Относительная скорость вращения начинает уменьшаться и в точке  $d$  становится равной нулю. Угол  $\delta$  в этой точке достигает своего максимального значения. Но и в точке  $d$  относительное движение ротора не прекращается, так как на валу агрегата действует тормозной избыточный момент, поэтому ротор начинает движение в сторону точки  $c$ , относительная скорость при этом становится отрицательной. Точку  $c$  ротор проходит по инерции, около точки  $b$  угол становится минимальным, и начинается новый цикл относительного движения. Колебания угла  $\delta(t)$  показаны на рисунке 3.1,г. Затухание колебаний объясняется потерями энергии при относительном движении ротора.

Избыточный момент связан с избытком мощности выражением

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega}, \quad (3.1)$$

где  $\omega$  - результирующая скорость вращения ротора.

Изменение скорости  $\Delta\omega$  при качаниях пренебрежимо мало по сравнению со скоростью  $\omega_0$ , поэтому с достаточной для практики точностью можно принять  $\omega \cong \omega_i$ , и тогда получаем (выражая  $\Delta M$ ,  $\Delta P$  и  $\omega_0$  в относительных единицах)  $\Delta M_* = \Delta P / \omega_0 = \Delta P_*$ , поскольку  $\omega_i = 1$ . Рассматривая только относительное движение ротора и работу, совершаемую в этом движении, можно предположить, что при перемещении ротора на бесконечно малый угол  $d\delta$  избыточный момент выполняет элементарную работу  $\Delta M \cdot d\delta$ . При отсутствии потерь вся работа идет на изменение кинетической энергии ротора в его относительном движении.

В тот период движения, когда избыточный момент ускоряет вращение ротора, кинетическая энергия, запасенная ротором в период его ускорения, будет определяться по формуле

$$A_{УСК} = \int_{\delta_0}^{\delta'_0} \Delta P \cdot d\delta = F_{abc}, \quad (3.2)$$

где  $F_{abc}$  - заштрихованная площадь  $abc$  на рисунок 3.1, г.

Изменение кинетической энергии в период торможения вычисляется как

$$A_{ТОРМ} = \int_{\delta'_0}^{\delta_{max}} \Delta P \cdot d\delta = F_{cde}. \quad (3.3)$$

Площади  $F_{abc}$  и  $F_{cde}$ , пропорциональные кинетической энергии ускорения и торможения, называются площадями ускорения и торможения.

В период торможения кинетическая энергия ротора переходит в потенциальную энергию, которая возрастает с уменьшением скорости  $\Delta\omega$ . В

точке  $d$  кинетическая энергия равна нулю, и для определения максимального угла отклонения ротора  $\delta_{max}$  достаточно выполнить условие

$$A_{уск} = A_{ТОРМ} = 0. \quad (3.4)$$

Отсюда следует, что при максимальном угле отклонения площадь ускорения должна быть равна площади торможения. Максимально возможная площадь торможения определяется углом  $\delta_{кр}$ . Если максимальный угол превысит значение  $\delta_{кр}$  то на валу турбина - генератор возникнет ускоряющий избыточный момент ( $P_0 > P$ ) и генератор выпадет из синхронизма. На рисунке 3.1, г площадь  $cdm$  -максимально возможная площадь торможения. Определив ее, можно оценить запас динамической устойчивости. Коэффициент запаса вычисляется по выражению

$$K_3 = \frac{F_{cdm} - F_{abc}}{F_{abc}} 100\%. \quad (3.5)$$

### 3.2. Определение размаха колебаний и проверка устойчивости при внезапном изменении нагрузки генератора

Изменение режима генератора, отраженное в изменении взаимного сопротивления, приводит к перемещению точки, определяющей режим системы с характеристики 1 на характеристику 2. Возникающий небаланс  $\Delta P_0$  между электрической и механической мощностями приводит к появлению

ускорения  $\alpha = \frac{\Delta P}{T_J}$  и относительному перемещению ротора со скоростью  $\Delta \omega$

(см. рис.3.1). При значении  $\delta_{02}$  электрическая и механическая мощность оказываются равными. Однако наличие кинетической энергии, запасенной ротором в процессе его ускорения, пропорциональной площади  $f_{abc}$ , приводит к тому, что ротор продолжает увеличивать скорость, проходя точку  $c$  и увеличивая угол  $\delta$ . При движении от точки  $c$  к точке  $d$  ротор испытывает торможение под действием электрической мощности, которая здесь больше механической. Кинетическая энергия, запасенная при ускорении, расходуется (переходит в потенциальную) во время движения от точки  $c$  к точке  $d$ . В точке  $d$  вся кинетическая энергия оказывается израсходованной на преодоление тормозящих сил, и скорость  $\Delta \omega$  равна нулю. Однако относительное движение не может прекратиться, так как на ротор действует избыточный электрический момент, под действием которого ротор подходит к точке  $c$ , обладая кинетической энергией. В точке  $c$  вся кинетическая энергия опять оказывается израсходованной, и процесс начинается сначала.

Характеристика скорости в зависимости от угла  $\Delta \omega = f(\delta)$  имеет вид замкнутой кривой. Характеристики построены без учета рассеяния энергии. Наличие рассеяния энергии (потерь) приводит к тому, что качения с каждым циклом становятся все меньше по амплитуде и характеристика скорости  $\Delta \omega = f(\delta)$  представляется в виде спирали, показанной на рис. 3.1 пунктиром.

Колебания угла  $\delta=f(t)$  также постепенно затухают, и угол стремится к установившемуся значению  $\delta_{02}$ .

Энергия, запасенная ротором в процессе ускорения, математически выражается как интеграл  $\int_{\delta_0}^{\delta_{01}} \Delta P \cdot d\delta$ , а энергия торможения выражается как интеграл  $\int_{\delta'_0}^{\delta'_1} \Delta P \cdot d\delta$ .

В общем виде практический критерий динамической устойчивости может быть сформулирован так:

$$F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}} \text{ или } \int \Delta P \cdot d\delta = 0. \quad (3.6)$$

Это означает, что при всех относительных перемещениях ротора сумма кинетической и потенциальной энергии остается неизменной аналогично тому, как неизменной остается энергия качающегося (без трения) маятника.

Подчеркиваем, что метод площадей основан на предположении, что рассеяния энергии не происходит (не учитываются потери мощности на трения, в демпферных обмотках), т.е. система консервативна.

Выше был рассмотрен случай, когда израсходование всей энергии ускорения происходит в точке  $d$ . Возможен случай, когда энергия, израсходованная при торможении, точно уравнивается энергией, полученной при ускорении в точке  $m$ . Эту точку называют критической или положением неустойчивого равновесия.

На рис. 3.2 представлен такой случай. В точке  $d$  скорость  $\Delta\omega$  становится равной нулю, силы, действующие на ротор, также равны нулю. Теоретически – это положение равновесия. Однако это положение неустойчиво, так как малейшее отклонение ротора приводит к появлению тормозящего или ускоряющего момента.

Начинается либо торможение ротора с последующим возвращением его к устойчивой точке равновесия  $c$ , либо прогрессирующее нарастание угла и выпадение из синхронизма. Такой случай называют критическим. При малейшем отклонении ротора в сторону увеличения угла  $\delta > \delta_{кр}$  на ротор будут действовать ускоряющие силы, а при уменьшении угла  $\delta < \delta_{кр}$  - тормозящие. Такой устойчивый переход показан на рис. 3.1, вся энергия ускорения уравнивается энергией торможения до подхода к критической точке  $m$ . Площадь возможного торможения  $F_{cdm}$  больше площади ускорения на  $\Delta F = F_{\text{возм.торм}} - F_{\text{уск}}$ . Величина  $\Delta F$  служит количественным показателем запаса устойчивости. Запас динамической устойчивости определяется по формуле

$$K_3 = \frac{F_{\text{возм.торм}}}{F_{\text{уск}}} = \frac{F_{\text{уск}} + \Delta F}{F_{\text{уск}}} = 1 + \frac{\Delta F}{F_{\text{уск}}}.$$

Таким образом, при  $K_3 > 1$  переход устойчивый, при  $K_3 = 1$  имеет место критический случай,  $K_3 < 1$  переход неустойчивый.

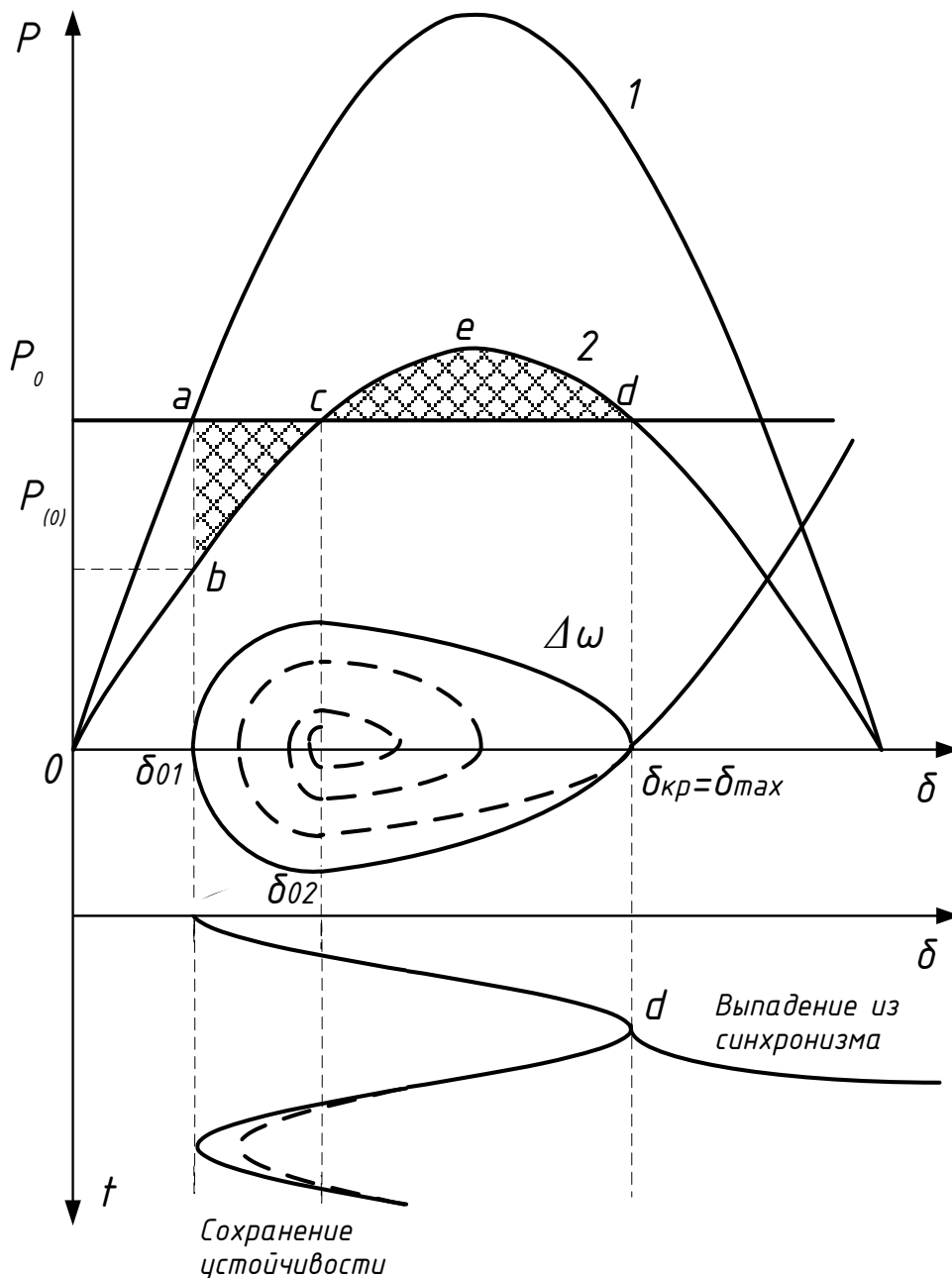


Рис. 3.2. Предельный случай при нарушении режима системы:  
 а) угловые характеристики  $P = f(\delta)$ ; характеристика  $\Delta\omega = f(\delta)$ ;  
 б) возможное изменение угла  $\delta$  во времени

### 3.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания

На рисунке 3.3 представлены три характеристики режимов: нормального  $P_1$ , аварийного  $P_2$  и послеаварийного  $P_3$ , то есть режима, в котором аварийный участок отключен.

Из рис. 3.3 можно найти предельное значение угла отключения КЗ, при котором устойчивая работа системы сохраняется. Оно определяется равенством площади ускорения  $F_{abcd}$  и площади возможного торможения  $F_{defm}$ .

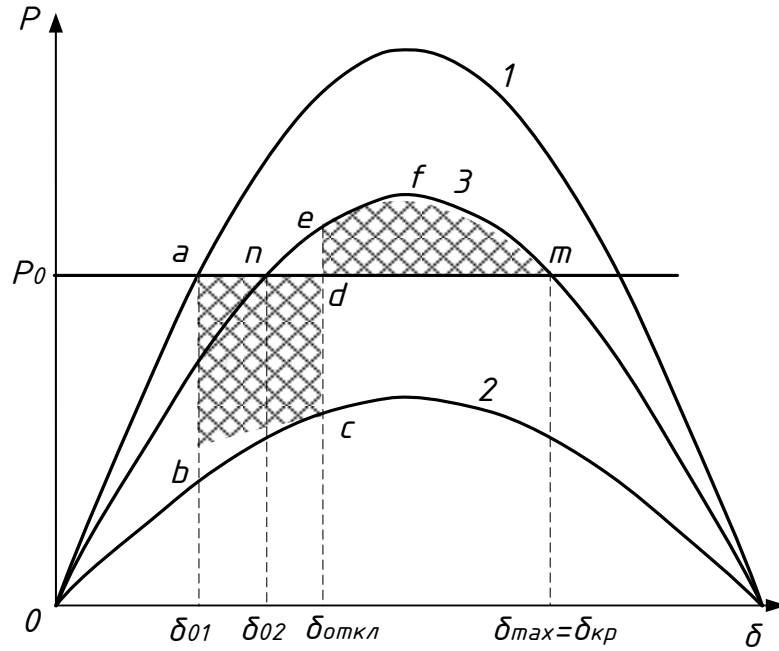


Рис. 3.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания

Приравнивая к нулю сумму этих площадей, получаем аналитическое выражение для предельного угла отключения КЗ:  $F_{abcd} = F_{defm}$ .

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл.п.р}} (P_0 - P_{max2} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{откл.п.р}}^{\delta_{кр}} (P_0 - P_{max3} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (3.7)$$

Раскрывая определенные интегралы, запишем

$$P_0 (\delta_{откл.п.р} - \delta_0) + P_{max2} (\cos \delta_{откл.п.р} - \cos \delta_0) + P_0 (\delta_{кр} - \delta_{откл.п.р}) + P_{max3} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{откл.п.р}) = 0.$$

Откуда

$$\cos \delta_{откл.п.р} = \frac{P_0 (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{max3} \cos \delta_{кр} - P_{max2} \cos \delta_0}{P_{max3} - P_{max2}}.$$

Если углы выражены в радианах

$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{max3}},$$

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \delta_{02} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_{max3}}.$$

$$\delta_{кр} = 180^\circ - \delta_{0II} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_{0*}}{P_{*max2}} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_{max1} \cdot \sin \delta_{01}}{P_{max2}}. \quad (3.8)$$

$$\delta_{откл.п.р} = \arccos \frac{P_0 (\delta_{кр} - \delta_{01}) + P_{max3} \cdot \cos \delta_{кр} - P_{max2} \cdot \cos \delta_{01}}{P_{max3} - P_{max2}}. \quad (3.9)$$

Однако для практических целей знания угла  $\delta_{откл.п.р}$  недостаточно. При выборе выключателей и расчете релейной защиты необходимо знать не угол, а период времени, в течение которого ротор успевает достигнуть этого угла, т.е.

предельно допустимое время отключения КЗ. Это время может быть определено решением уравнения движения ротора генератора, известными методами решения дифференциальных уравнений (например, методом Рунге - Кутты 4-го порядка или методами последовательных интервалов).

В случаях полного сброса мощности (трехфазное КЗ на шинах передающей станции или в любой точке одноцепной линии) происходит разрыв связи генератора с шинами приемной системы), когда  $P_2(\delta)=0$ . Движение ротора генератора происходит под действием механического момента турбины без отдачи генератором мощности в сеть, поэтому вся мощность турбины расходуется только на ускорение ротора генератора.

Это наиболее опасный случай разгона генератора и нарушения устойчивости. Уравнение переходного процесса  $P_0 - P_{max2} \cdot \sin \delta = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}$  упрощается до выражения

$$P_0 = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}. \quad (3.10)$$

Решение этого уравнения методом последовательного интегрирования позволяет получить

$$\delta_{отк.лр} = \arccos \frac{P_0 (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{max3} \cdot \cos \delta}{P_{max3}}. \quad (3.11)$$

Предельное время отключения КЗ  $t_{отк.лр}$ , которое соответствует предельному углу отключения, аналитически определяется только при  $P_{II}(\delta)=0$ .

$$t_{отк.лр} = \sqrt{\frac{2T_J (\delta_{отк.лр} - \delta_0)}{P_0}}. \quad (3.12)$$

Если угол  $\delta$  выразить в градусах, а постоянную времени  $T_j$  - в секундах, то формула  $t_{отк.лр} = \sqrt{\frac{T_J (\delta_{отк.лр} - \delta_0)}{9000 P_0}}$ .

$$(3.13)$$

### 3.4. Динамическая устойчивость при КЗ на линии

Наиболее распространенным видом возмущений, приводящим к необходимости анализа динамической устойчивости, является короткое замыкание. Рассмотрим общий случай несимметричного КЗ в начале линии  $L2$  (точка  $K1$  на рис. 3.4). Схема замещения системы для режима короткого замыкания показана на рисунке 3.5.

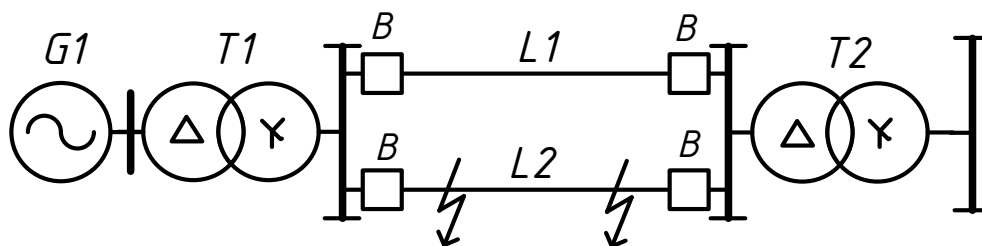


Рис. 3.4. Схема короткого замыкания в простейшей системе

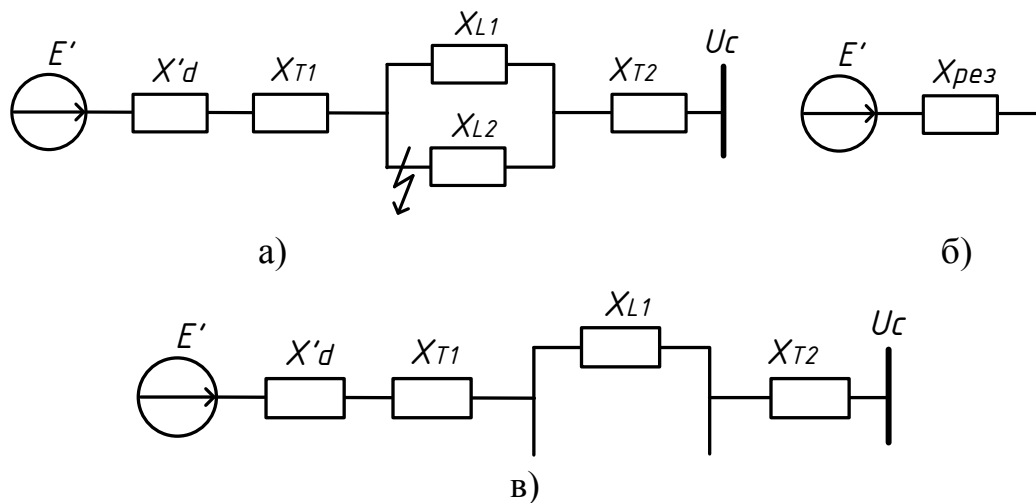


Рис. 3.5. Схемы замещения (а, б) для нормального и послеаварийного (в) режимов

В точке **K1** включено шунтирующее сопротивление КЗ  $\Delta X^{(n)}$ , состоящее из суммарных сопротивлений  $X_{рез2}$  и  $X_{рез0}$  обратной и нулевой последовательностей, определенное по тем же правилам, что и для расчета токов несимметричного КЗ. После возникновения КЗ мощность, передаваемая от генератора в систему, изменится, как и суммарное сопротивление  $X_{Iрез}$ , связывающее генератор с системой.

Результирующее сопротивление СЭС нормального режима

$$X_I = X'd + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2}.$$

После отключения одной из цепей результирующее сопротивление после аварийного режима

$$X_3 = X'd + X_{T1} + X_L + X_{T2}.$$

Схему замещения электропередачи для аварийного режима можно получить, если в точку КЗ включить шунтирующее сопротивление  $\Delta X_K$  (рис. 3.6,а), значение которого зависит от вида КЗ:

$X_K = 0$  - при трехфазном КЗ;

$X_K = X_{рез2}$  - при двухфазном КЗ;

$X_K = X_{рез2} + X_{рез0}$  - при однофазном КЗ;

$X_K = \frac{X_{рез2} \cdot X_{рез0}}{X_{рез2} + X_{рез0}}$  - при двухфазном КЗ на землю.

Схему замещения, показанную на рисунке 3.6,а, можно последовательно преобразовать из «звезды» (рис. 3.6,б) в «треугольник» (рис. 3.6,в), в котором

$$X_E = X_A + X_K + \frac{X_A \cdot X_K}{X_B};$$

$$X_U = X_B + X_K + \frac{X_B \cdot X_K}{X_A};$$

$$X_{UE} = X_A + X_B + \frac{X_A \cdot X_B}{X_K}.$$



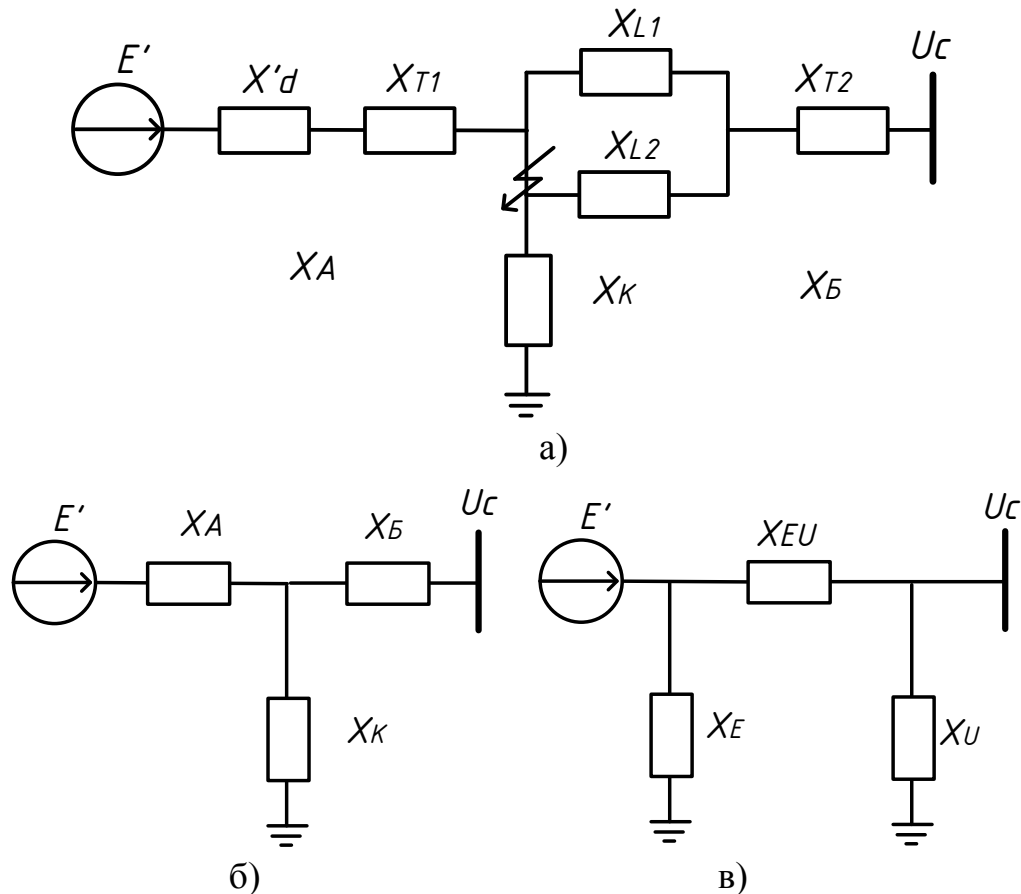


Рис. 3.6. Схема замещения простейшей СЭС для аварийного режима (а) и ее преобразования (б, в)

Сопротивления  $X_E$  и  $X_U$ , подключенные непосредственно к ЭДС  $E'$  и напряжению  $U_c$ , называются собственными сопротивлениями. Данные сопротивления на активную мощность генератора в аварийном режиме существенно не влияют и могут не учитываться. При этом вся активная мощность генератора передается через сопротивление  $X_{EU} = X_2$ , связывающее ЭДС генератора  $E'$  с напряжением приемной системы  $U_c$ . Это сопротивление называют *взаимным сопротивлением*. С уменьшением сопротивления шунта  $X_K$  сопротивление  $X_{EU}$  увеличивается, что приводит к снижению амплитуды угловой характеристики мощности. Наиболее тяжелый аварийный режим будет при трехфазном КЗ в начале ЛЭП, когда сопротивление  $X_{EU}$  бесконечно велико, а амплитуда угловой характеристики мощности равна нулю. Самый легкий аварийный режим соответствует однофазному КЗ, при котором сопротивление шунта КЗ будет максимальным.

Смена состояний рассматриваемой системы представлена на рисунке 3.7 через угловые характеристики активной мощности.

Угловые характеристики мощности эквивалентного генератора для нормального, аварийного и послеаварийного режимов определяют по выражениям:

$$\begin{aligned}
 P_{*1} &= \frac{E'_* \cdot U_{*c}}{X_{*1}} \sin \delta, \\
 P_{*2} &= \frac{E'_* \cdot U_{*c}}{X_{*2}} \sin \delta, \\
 P_{*3} &= \frac{E'_* \cdot U_{*c}}{X_{*3}} \sin \delta.
 \end{aligned}
 \tag{3.14}$$

При расчетах электромеханических переходных процессов используется переходная ЭДС  $E'$  за переходным сопротивлением генератора

$$E'_* = \sqrt{\left( U_{*c} + \frac{Q_{*0} \cdot X_{PE3}}{U_{*c}} \right)^2 + \left( \frac{P_{*0} \cdot X_{PE3}}{U_{*c}} \right)^2},
 \tag{3.15}$$

где активная мощность генератора в установившемся режиме обычно принимается равной  $P_o = 0,6 \cdot P_{уст}$  ( $P_{уст}$  – суммарная установленная мощность генераторов электрической станции).

Реактивная мощность в установившемся режиме  $Q_{*o} = P_{*o} \cdot \operatorname{tg} \varphi$ .

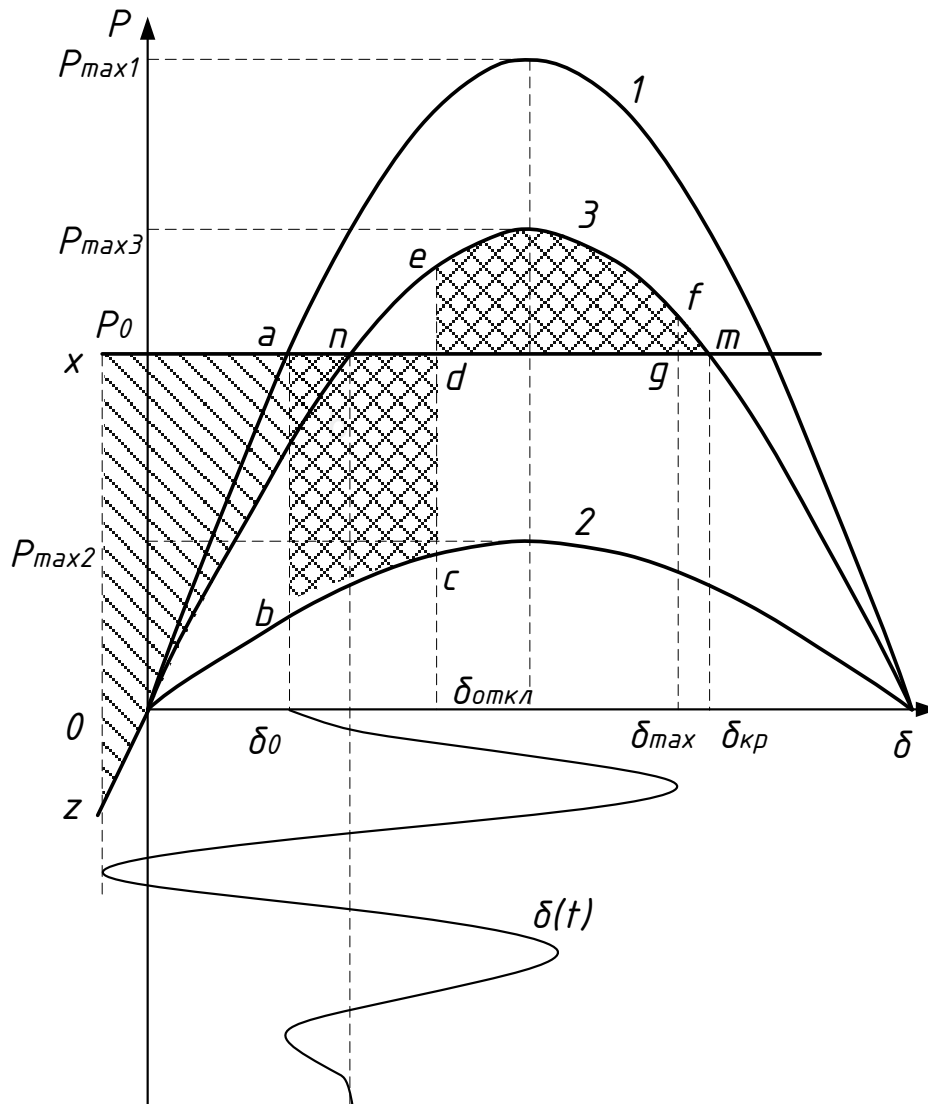


Рис. 3.7. Динамический переход при несимметричном КЗ

В момент КЗ из-за изменения параметров схемы происходит переход с одной характеристики мощности (точка *a*) на другую (точка *b*) (см. рис. 3.7). Так как ротор обладает определенной инерцией, то угол  $\delta$  мгновенно измениться не может и отдаваемая генератором мощность уменьшается до значения  $P_{(0)}$ . Мощность турбины при этом не изменяется ввиду запаздывания ее регуляторов. На валу турбина - генератор возникает некоторый избыточный момент, определяемый избытком мощности ( $\Delta P = P_0 - P_{(0)}$ ). Под влиянием этого момента ротор генератора начинает ускоряться, угол  $\delta$  увеличивается. Качественно процесс протекает так же, как в предыдущем случае внезапного отключения линии.

Поскольку линия *L2*, как и любой другой элемент системы электроснабжения, имеет защиту, через определенное время она отключится выключателями *B1* и *B2*. Это время рассчитывается как

$$t_{откл} = t_3 + t_{выкл}, \quad (3.16)$$

где  $t_3$  - собственно время срабатывания защиты;

$t_{выкл}$  - время срабатывания выключателей *B1* и *B2* (предполагается, что выключатели срабатывают одновременно).

Времени  $t_{откл}$  соответствует угол отключения КЗ  $\delta_{откл}$ . Отключение КЗ вызывает переход с характеристики мощности аварийного режима 2 (точка *c*) на характеристику послеаварийного режима 3 (точка *e*).

При этом избыточный момент меняет знак, превращаясь из ускоряющего в тормозящий. Ротор, тормозясь, продолжает движение в сторону увеличения угла из-за накопленной в процессе кинетической энергии. Это движение будет продолжаться до тех пор, пока площадь торможения  $F_{defg}$  не станет равной площади ускорения  $F_{abcd}$ . В точке *f* скорость ротора становится синхронной. Но движение ротора не прекращается, так как на него действует тормозной избыточный момент, определяемый избытком мощности  $\Delta P_{ТОРМ} = P_f - P_0$ . Ротор, ускоряясь, начинает относительное движение в обратную сторону. Его скорость максимальна в точке *n*. После точки *n* относительная скорость начинает уменьшаться и становится равной нулю в точке *Z*. Эта точка определяется из равенства площадок  $F_{nefgd}$  и  $F_{xnz}$ . Из-за потерь колебания ротора будут затухать около нового положения равновесия послеаварийного режима-точки *n*.

### 3.5. Решение уравнения движения ротора генератора методом последовательных интервалов

Качественную оценку переходного процесса смены режимов выполняют по зависимости  $\delta = f(t)$ , которую получают численным решением уравнения движения ротора генератора  $P_T - P_{эл} = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}$  методом последовательных интервалов. При этом можно учесть влияние управляющих воздействий на характер переходного процесса от регулирования возбуждения, изменения времени отключения поврежденного элемента, АПВ и т.д.

Переходный процесс, описываемый данным уравнением, разбивают на ряд равных интервалов времени  $\Delta t$ . В практических расчетах интервал времени

берут в пределах 0,02-0,1 в зависимости от длительности КЗ и характеристик устройств системной автоматики. Переходный процесс рассматривают последовательно по интервалам. В каждом интервале времени избыток мощности (левая часть уравнения) считают неизменным и при этом допущении вычисляют приращение угла  $\Delta\delta$ .

В момент сброса мощности (момент КЗ) возникает избыток мощности  $\Delta P_0$  (рис. 3.8). Приращение угла в течение первого интервала времени  $\Delta t$  находят при начальных условиях  $\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{t=0} = 0$  и  $\delta = \delta_0$  последовательным интегрированием уравнения (1):

$$\Delta\delta_1 = \frac{\Delta t^2 \cdot \Delta P_0}{2T_J}; \quad \delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1. \quad (3.17)$$

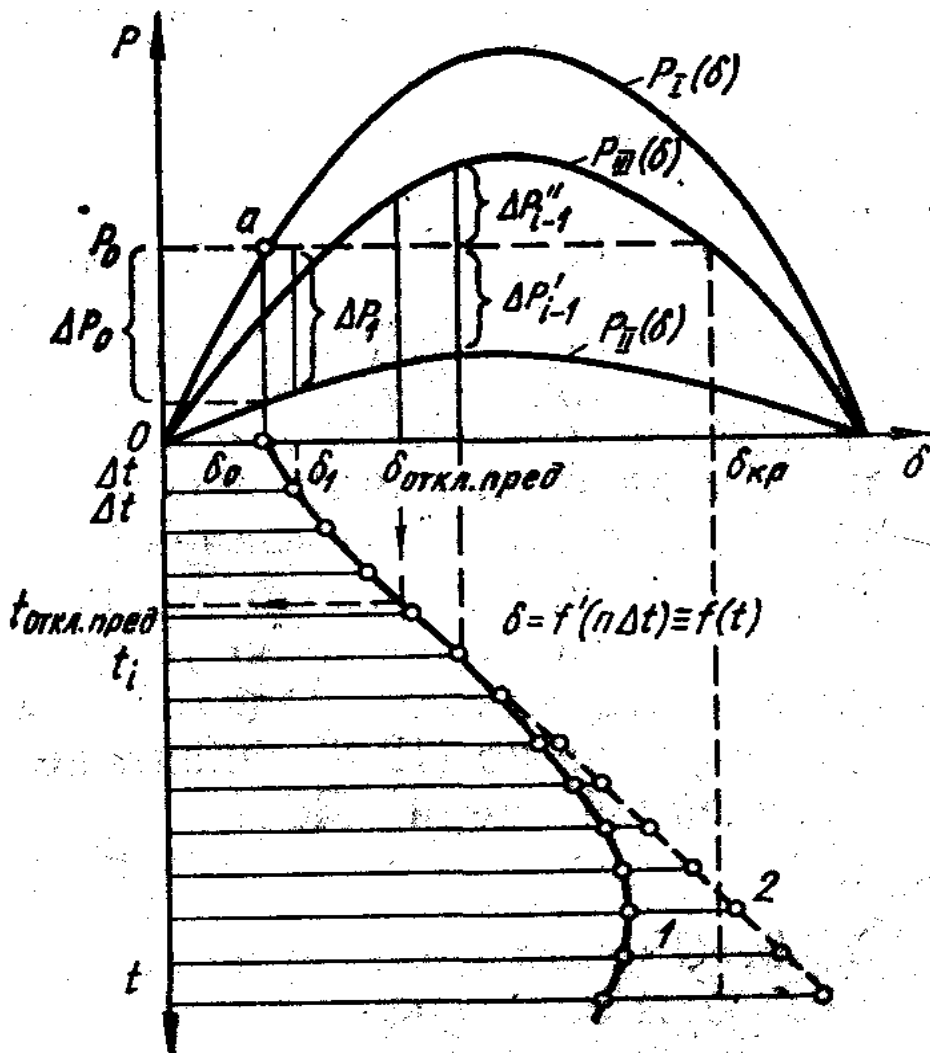


Рис. 3.8. К расчету динамической устойчивости системы методом последовательных интервалов

Во втором интервале времени ротор генератора движется под действием избытка мощности  $\Delta P = P_0 - P_{max2} \cdot \sin\delta_1$  и некоторой начальной скорости, приобретенной в первом интервале:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{t=1} = \frac{\Delta t(\Delta P_0 + \Delta P_1)}{2T_j}. \quad (3.18)$$

Решив уравнение переходных процессов относительно приращения угла во втором интервале времени, получим

$$\Delta\delta_2 = \frac{\Delta t^2 \Delta P_1}{2T_j} + \Delta t \left(\frac{d\delta}{dt}\right)_1. \quad (3.19)$$

После преобразования (3.19) с учетом (3.17) и (3.18) найдем

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + \frac{\Delta t^2 \Delta P_1}{T_j}. \quad (3.20)$$

Если постоянную инерции  $T_j$  и время  $\Delta t$  выразить в секундах, углы  $\Delta\delta_1$  и  $\Delta\delta_2$  - в градусах и ввести постоянную  $k = \frac{18000 \Delta t^2}{\dot{\delta}_j}$ , то выражение (3.20)

примет вид

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + k\Delta P_1. \quad (3.21)$$

Для  $n$ -го интервала времени по аналогии запишем

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k\Delta P_{n-1}. \quad (3.22)$$

Если в  $i$ -м интервале времен и происходит изменение режима с переходом из одной угловой характеристики мощности на другую (см. рис. 3.8), то приращение угла определяется выражением

$$\Delta\delta_i = \Delta\delta_{i-1} + 0,5k(\Delta P''_{i-1} + \Delta P''_{i-1}). \quad (3.23)$$

Расчет точек кривой  $\delta = f(n\Delta t)$  следует выполнять до тех пор, пока угол  $\delta$  не начнет уменьшаться по кривой 1 (см. рис. 3.8), что соответствует сохранению устойчивости, или пока не будет установлено, что угол  $\delta$  продолжает возрастать по кривой 2, соответствующей нарушению устойчивости. По кривой  $\delta = f(t)$  можно определить также предельное время отключения КЗ, используя вычисленное по (3.11) значение предельного угла отключения поврежденной цепи ЛЭП.

## Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1. Классификация мероприятий по повышению устойчивости систем электроснабжения

Для повышения устойчивости СЭС промышленных предприятий, транспорта, объектов городского хозяйства и предприятий агропрома предусматриваются экономически и технически обоснованные мероприятия. Различают мероприятия на стадии проектирования СЭС и вводимые дополнительно в процессе их эксплуатации. Считая условно, что некоторые элементы системы являются основными (турбины, генераторы, трансформаторы, ЛЭП, синхронные компенсаторы, выключатели), а другие элементы - дополнительными (переключательные пункты, установки компенсации индуктивных сопротивлений электропередачи, активные и

индуктивные сопротивления в нейтрали трансформаторов, нагрузочные сопротивления для торможения генераторов при сбросах нагрузки, устройства для ресинхронизации генераторов и т.д.), мероприятия по повышению устойчивости СЭС и качества переходных процессов можно разделить на две группы:

1) **основные мероприятия**, предусматривающие изменение параметров СЭС с помощью основных элементов;

2) **дополнительные мероприятия**, осуществляемые путем установки дополнительных устройств.

По влиянию на показатели СЭС различают мероприятия, направленные на изменение параметров режима, и мероприятия, направленные на изменение параметров СЭС, а по влиянию на устойчивость СЭС - мероприятия, направленные на повышение статической устойчивости, и мероприятия по обеспечению динамической устойчивости.

При рассмотрении всех мероприятий необходимо учитывать возможности автоматического управления и регулирования, позволяющие в ряде случаев с минимальными затратами добиваться желательного повышения устойчивости и надежности электроснабжения. Ниже описываются мероприятия, которые получили наиболее широкое практическое применение.

#### 4.2. Использование регуляторов электростанций

Электростанции могут влиять на устойчивость СЭС своими средствами автоматического регулирования возбуждением (АРВ), автоматической частотной разгрузки (АЧР) и аварийной разгрузки турбин (АРТ).

**Автоматическое регулирование возбуждения.** Со снижением напряжения на шинах генератора при КЗ в СЭС вступает в действие устройство АРВ. При этом увеличивается ток в обмотке возбуждения генератора (ОВГ) и повышается амплитуда электромагнитной мощности аварийного режима, в результате чего происходит соответствующий переход с угловой характеристики мощности  $II$  на характеристики  $II'$ ,  $II''$  и т.д. (рис. 4.1).

Таким образом, под действием АРВ изменение электромагнитной мощности при КЗ совершается не по характеристике  $II$ , а по кривой плавного перехода с характеристики  $II$  на характеристики  $II'$ ,  $II''$  и т.д. (кривая  $bc'$ ) в соответствии с плавным увеличением ЭДС возбуждения.

После отключения КЗ электромагнитная мощность изменяется не по характеристике  $III$ , а по кривой  $de$  путем плавного перехода с характеристики  $III$  на характеристики  $III'$ ,  $III''$  и т.д. В данном случае роль АРВ сводится к уменьшению площади ускорения  $F_{уск}$  и увеличению площади возможного торможения  $F_{торм}$ .

В настоящее время устройства АРВ интенсивно совершенствуются в направлении превращения их в многофункциональные средства решения ряда важных задач, включая:

- поддержание необходимого уровня напряжения в заданной точке СЭС;
- обеспечение высоких пределов статической и динамической устойчивости СЭС;

- демпфирование малых и больших колебаний;
- формирование возбуждения в аварийных режимах;
- ограничение перегрузки машины по токам ротора и статора с выдержкой времени, зависящей от перегрузки;
- поддержание постоянства тока возбуждения в режиме выбега генератора.

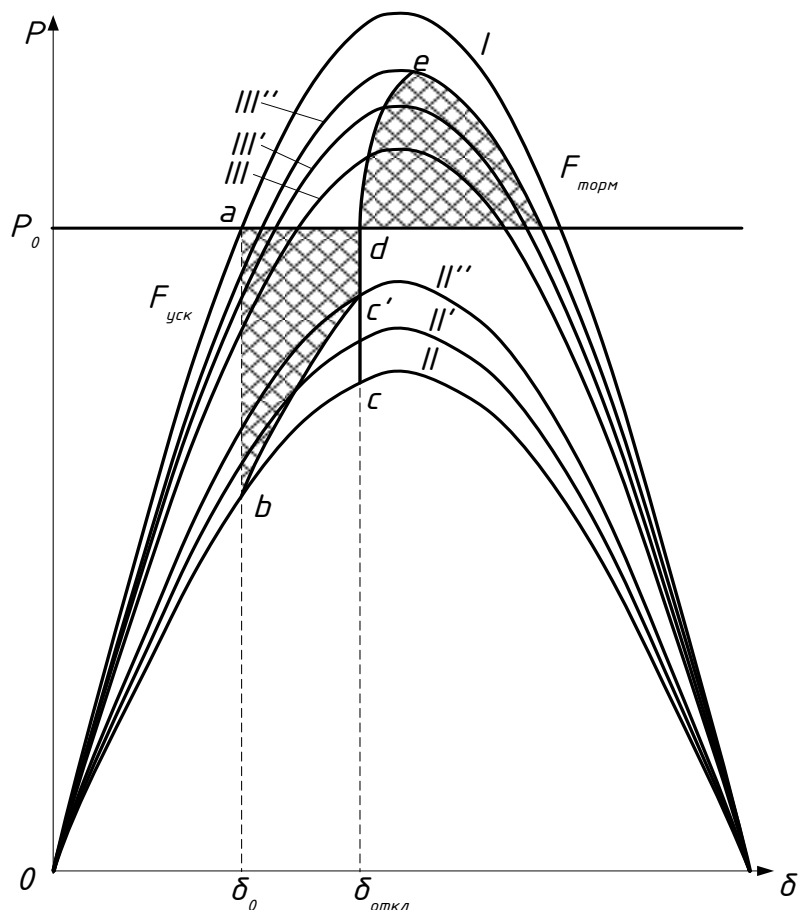


Рис. 4.1. Влияние АРВ генератора на динамическую устойчивость СЭС

Кроме того, с помощью устройств АРВ можно дистанционно изменять уставку, выполнять ручное управление возбуждением, изменять статизм регулирования, подгонять уставку напряжения при автоматической синхронизации и осуществлять дополнительно некоторые другие функции.

Во вновь создаваемых СЭС начинают применяться адаптивные регуляторы возбуждения и регуляторы с переменной структурой. Для их создания все шире используются полупроводники, интегральные микросхемы и элементы цифровой вычислительной техники. В этом смысле устройства АРВ по своей конструкции приближаются к аналоговым и цифровым ЭВМ.

**Автоматическая разгрузка по частоте.** При снижении частоты в СЭС уменьшается генерирование реактивной мощности источниками и увеличивается потребление реактивной мощности нагрузкой. Это приводит к понижению напряжения в узлах нагрузки, а при определенных условиях - к лавине частоты и лавине напряжения, при которых происходит массовое отключение потребителей и нарушение параллельной работы электростанций.

Снижение частоты до опасных пределов практически может быть предотвращено путем ввода вращающегося резерва или автоматического отключения некоторой части нагрузки, т.е. автоматической частотной разгрузкой. Роль ее особенно велика в СЭС небольшой и средней мощностей с малым числом электростанций и слабо развитыми электрическими сетями. По мере укрупнения СЭС относительная доля возможного аварийного небаланса мощности снижается.

В настоящее время особое внимание уделяется выбору и строгому технико-экономическому обоснованию специальной автоматики отключения нагрузки. Эта автоматика позволяет в различных ситуациях повышать как устойчивость СЭС в целом, так и устойчивость нагрузки, предотвращая лавину напряжения или хаотические самоотключения электроприемников, в результате чего обеспечивается нормальная работа основной массы ответственных потребителей.

При подключении промышленных предприятий к системам специальной автоматики отключения нагрузки приходится решать задачи, близкие к тем, которые должны быть решены для обеспечения бесперебойности. При КЗ эти выключатели отключаются и нагрузочные резисторы технологических процессов при перерывах в питании и т.д. Комплексное решение этих задач дает возможность повысить устойчивость в тяжелых аварийных ситуациях.

**Аварийная разгрузка турбин генераторов.** Действие устройства аварийной разгрузки заключается в том, что спустя некоторое время после возникновения КЗ подается сигнал на закрытие задвижки аппарата впуска энергоносителя (воды или пара) в турбину. При этом механическая мощность турбины падает с  $P_{0max}$  до  $P_{0min}$  (рис. 4.2).

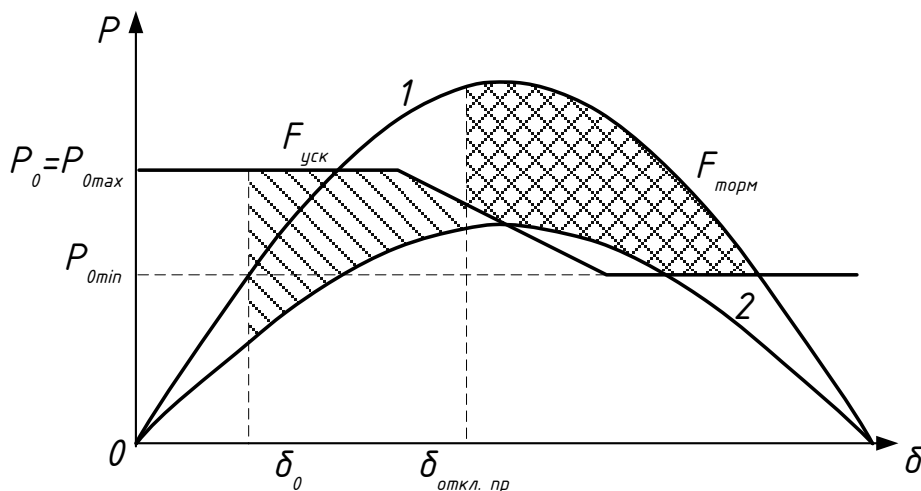


Рис. 4.2. Изменение площадей ускорения и торможения при уменьшении мощности турбины

Площадь ускорения  $F_{уск}$  уменьшается, а площадь возможного торможения  $F_{торм}$  увеличивается, что приводит к повышению запаса динамической устойчивости СЭС.

После ликвидации аварии первичные двигатели автоматически или при участии персонала станции вновь набирают прежнюю мощность.



### 4.3. Использование устройств релейной защиты и автоматики

Устройства релейной защиты и автоматики позволяют весьма эффективно влиять на устойчивость путем изменения режимов СЭС.

**Уменьшение времени отключения КЗ.** Сокращение времени отключения КЗ приводит к уменьшению площади ускорения  $F_{уск}$  и увеличению площади торможения  $F_{торм}$  (рис. 4.3,а). Поскольку ротор генератора при КЗ ускоряется весьма интенсивно (рис. 4.3,б), даже незначительное уменьшение времени отключения КЗ  $\Delta t$  приводит к существенному уменьшению угла отключения  $\Delta\delta$ .

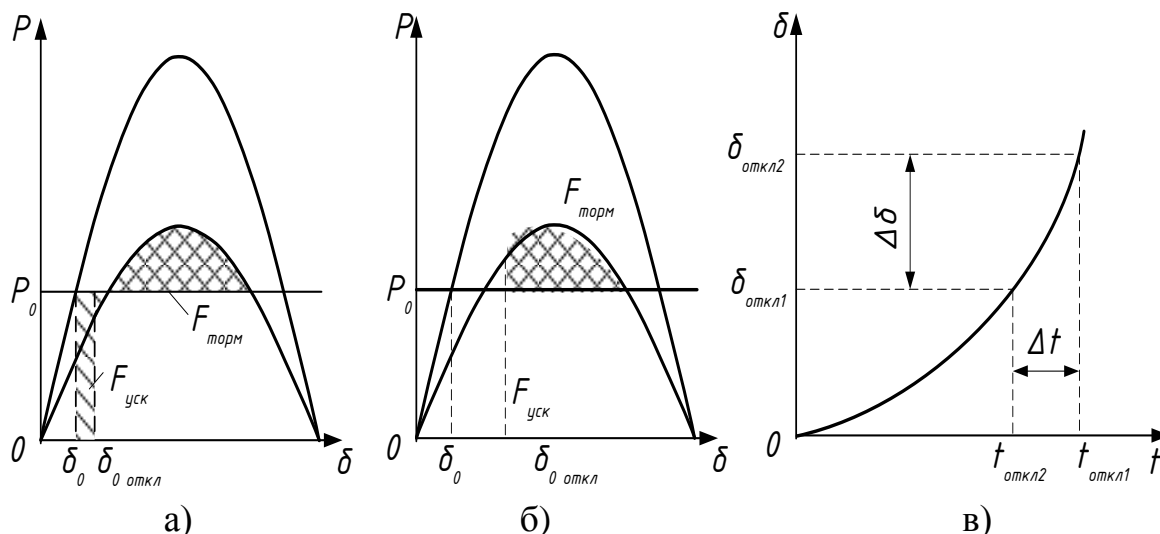


Рис. 4.3. К рассмотрению влияния продолжительности КЗ на устойчивость СЭС

На рисунке 4.4 изображена зависимость коэффициента запаса динамической устойчивости  $K_d$  от продолжительности КЗ, из которой следует, что сокращение времени отключения КЗ является эффективным способом увеличения запаса динамической устойчивости.

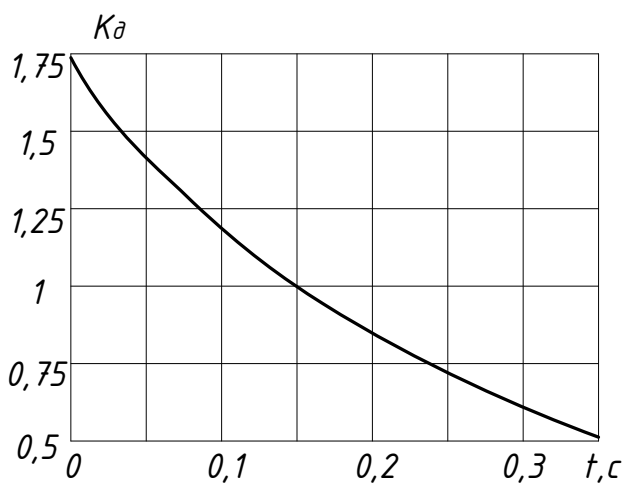


Рис. 4.4. График зависимости коэффициента запаса

Время отключения КЗ складывается из времени действия релейной защиты и времени срабатывания выключателя:

$$t_{откл} = t_3 + t_в.$$

Применяемые воздушные выключатели имеют собственное время срабатывания  $t_в = 0,06 - 0,08$  с. Для работы релейной защиты требуется  $t_3 = 0,02 - 0,04$  с. Общее время отключения  $t_{откл} = 0,08 - 0,12$  с. В перспективе возможно сокращение времени отключения КЗ до  $0,05 - 0,08$  с.

**Автоматическое повторное включение.** Преобладающая часть аварийных отключений ВЛ является следствием неустойчивых повреждений, которые самоустраняются после снятия напряжения путем отключения линии. Обычно подобные нарушения нормального режима работы СЭС возникают при появлении дуги в результате грозových перенапряжений, набросах на провода, перекрытии изоляции и по другим причинам.

Из опыта эксплуатации известно, что более 50% всех КЗ прекращаются после временного отключения электропередачи. После повторной подачи напряжения путем АПВ на ЛЭП, в которой произошло неустойчивое повреждение, нормальный режим ее работы восстанавливается. В тех случаях, когда повторное включение оказывается unsuccessful, ЛЭП вновь отключается.

Автоматическое повторное включение электропередачи позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную работу СЭС не только после самоустраняющихся повреждений, но и при ложном срабатывании средств релейной защиты, самопроизвольном отключении выключателей или ошибочных действиях персонала.

Успешное АПВ увеличивает площадь возможного торможения  $F_m$  (рис. 4.5), что способствует сохранению динамической устойчивости СЭС.

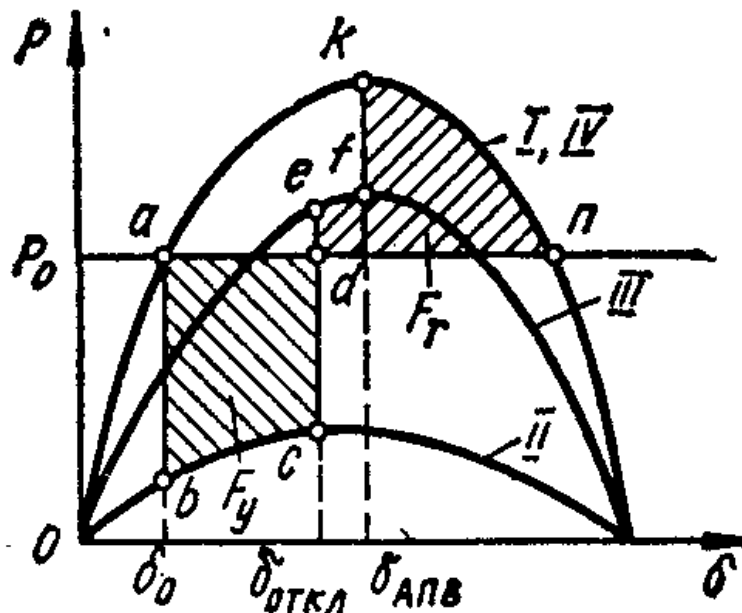


Рис. 4.5. Влияние АПВ на динамическую устойчивость СЭС

На рисунке 4.6 изображены схемы электропередачи в режимах, которые соответствуют различным угловым характеристикам мощности, показанным на рисунке 4.5.

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

$$P_I = \frac{E_q \cdot U}{X_I};$$

$$X_I = X_d + X_{mp} + \frac{X_n}{2}.$$

При аварийном режиме (кривая *II*)

$$P_{II} = \frac{E_q \cdot U}{X_{II}};$$

$$X_{II} = X_d + X_{mp} + \frac{X_n}{2} + \frac{(X_d + X_{mp}) + X_n}{2 \cdot X_k}.$$

В послеаварийном режиме (кривая *III*)

$$P_{III} = \frac{E_q \cdot U}{X_{III}};$$

$$X_{III} = X_d + X_{mp} + X_n.$$

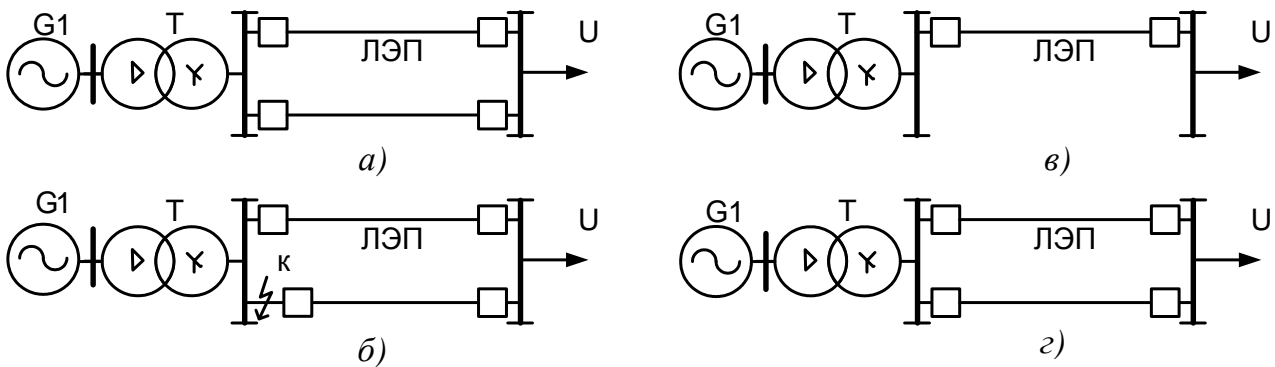


Рис. 4.6. Схемы электропередачи, соответствующие нормальному (а), аварийному (б), послеаварийному (в) режимам и режиму работы после успешного АПВ (г)

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

$$P_{IV} = \frac{E_q \cdot U}{X_{IV}};$$

$$X_{IV} = X_I = X_d + X_{mp} + \frac{X_n}{2}.$$

Опыт эксплуатации устройств АПВ показывает, что повторное включение является одним из эффективных средств повышения устойчивости СЭС. Успешное действие устройств АПВ на одиночных питающих ЛЭП позволяет быстро ликвидировать перерывы в электроснабжении и предотвратить полное нарушение электроснабжения, а значит, и технологического процесса на производстве.

Эффективность применения АПВ также высока на ЛЭП с двусторонним питанием, в особенности на мощных межсистемных связях, отключение

которых может привести к серьезной аварии в СЭС. Поэтому согласно Правилам устройства электроустановок применение АПВ является обязательным для ЛЭП всех напряжений выше 1кВ. Необходимо отметить, что самоустраняющиеся повреждения, помимо ЛЭП, часто происходят на сборных шинах электростанций и подстанций, на трансформаторах и электрических аппаратах. В связи с этим широкое распространение получили также устройства АПВ шин трансформаторов, успешность действия которых составляет 60 - 75%.

#### 4.4. Нагрузочные резисторы

Положительные результаты применения активных сопротивлений в нейтрали трансформаторов при замыканиях на землю не распространяются на другие виды КЗ, в том числе и на наиболее тяжелый с точки зрения устойчивости случай трехфазного КЗ.

Для повышения нагрузки генераторов при любом виде КЗ было предложено автоматическое включение в цепь генераторов (последовательно или параллельно) нагрузочных резисторов, которые снова отключаются в наиболее благоприятный момент времени после отключения КЗ и на нормальную работу системы влияния не оказывают. Последовательно нагрузочные резисторы удобно включать со стороны нейтрали генераторов или трансформаторов (рис. 4.7), причем при нормальном режиме они закорачиваются специальными выключателями. При КЗ эти выключатели отключаются и нагрузочные резисторы оказываются включенными в цепь генератора.

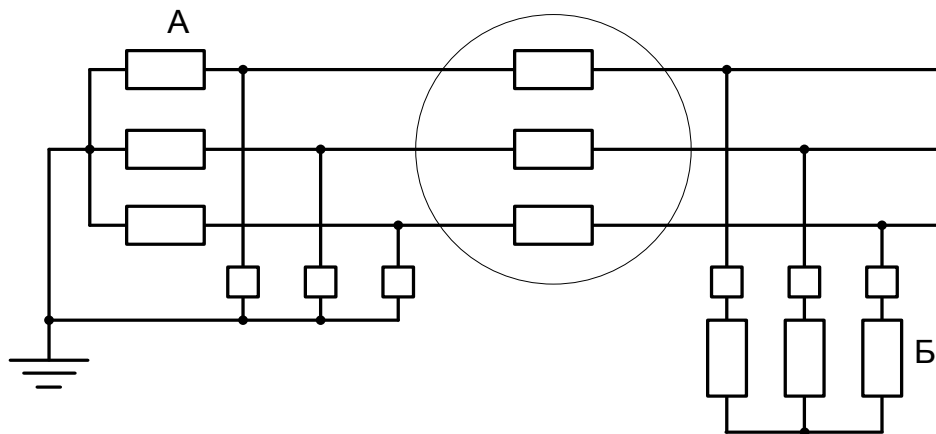


Рис. 4.7. Принципиальная схема включения нагрузочных резисторов:  
 А – последовательное включение; Б – параллельное включение

Если мощность приемной системы велика по сравнению с мощностью передающей станции, с помощью нагрузочных резисторов можно достигнуть очень благоприятных результатов. На рисунке 4.8 показаны характеристики мощности при трехфазном КЗ для одной и той же системы без нагрузочных сопротивлений (рис. 4.8,а) и с нагрузочными сопротивлениями (рис. 4.8,б). Предполагается приемная система бесконечной мощности. При отсутствии

нагрузочных резисторов система быстро выпадает из синхронизма. В момент КЗ мощность падает почти до нуля. Спустя 0,13 с (точка *b*) отключается выключатель *1*, ближайший к месту КЗ, и отдаваемая мощность несколько повышается. Однако угол быстро возрастает и, когда через 0,26 с после момента КЗ отключается выключатель *2*, окончательно ликвидирующий КЗ (точка *d*), угол получается уже настолько большим, что повышение отдаваемой мощности при этом угле уже не оказывает почти никакого влияния и устойчивость нарушается.

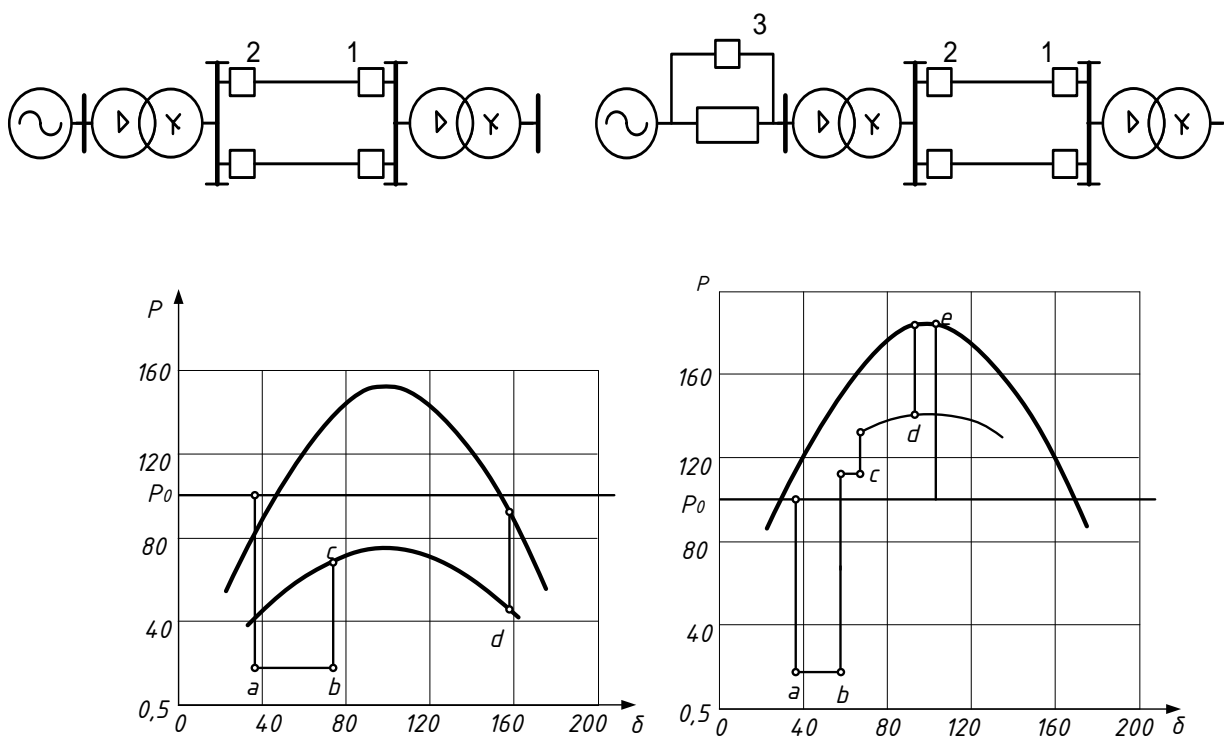


Рис. 4.8. Влияние нагрузочных резисторов на площадки ускорения и торможения при КЗ: а)  $R=0$ ; б)  $R=30\%$

Во втором случае процесс протекает вначале совершенно так же, но через 0,1 с после момента КЗ (точка *b*) отключается выключатель *3* и в цепи оказывается включенным нагрузочный резистор с сопротивлением 30%. Благодаря большим потерям отдаваемая генераторами мощность значительно повышается (несмотря на то, что передаваемая приемнику мощность по-прежнему близка к нулю). В дальнейшем отключаются выключатели *1* и *2* в той же последовательности и с теми же выдержками времени, что и раньше. Площадь торможения получается в этом случае настолько большой, что система остается в синхронизме. Некоторым недостатком автоматически включаемых резисторов является снижение мощности, передаваемой в приемную систему при несимметричных КЗ и после отключения их.

Одновременно возрастает нагрузка, ложащаяся на местные генераторные станции приемной системы, причем получаемое этими станциями отрицательное ускорение может быть значительным. Эта сторона вопроса не

нашла своего отражения в рассмотренном выше примере, поскольку расчеты проводились для приемной системы бесконечной мощности.

Кроме того, возникают опасения чрезмерных колебаний угла и мощности при отключении нагрузочных резисторов. Практическая реализация возможностей, связанных с применением нагрузочных резисторов, связана также с необходимостью своевременного отключения сопротивлений с тем, чтобы не произошло нарушение устойчивости во втором цикле качаний, подобно тому, как это имеет место при заземлении нейтрали трансформаторов через неоправданно большие нагрузочные резисторы. Момент отключения зависит от вида и места повреждения. Существенное влияние на характер переходного процесса при этом оказывает также разброс во временах отключения поврежденных цепей, а также включения и последующего отключения нагрузочных резисторов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Высш. шк., 1970.
2. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002.
3. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др.; Под ред. В.Н. Винославского. – К.: Выща шк. Головное изд-во, 1989.
4. Переходные процессы в электроэнергетических системах: [текст] Учеб. пособие / Ред. И.П. Крючков. – М.: Изд. дом МЭИ, 2009. - 416 с.
5. Шабад, В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: [текст]: учеб. пособие / В.К. Шабад. – М.: Академия, 2013. - 192 с.

Татарникова Анна Николаевна  
Парфенова Наталья Алексеевна

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ  
Часть 2  
ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ  
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Учебное пособие для студентов направления подготовки  
«Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подписано к печати 07.07.2016. Формат 60х84/16.  
Усл. печ. л. 2,44. Тираж 120 экз. Заказ 161558. Рег. № 11.

Отпечатано в ИТО Рубцовского индустриального института  
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/б.