

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ

А.В. Гурин
И.А. Гурина

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Учебное пособие
для обучающихся направления подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Черкесск
2025

УДК 621.3
ББК 31.2
Г 95

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроснабжение»
Протокол № 1 от 10.09.2024 г.
Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом СКГА
Протокол № 27 от 7.11.2024 г.

Рецензенты: Медведева О.А., к. п. н., доцент кафедры
«Электроснабжение»

Г95 Гурин, А.В. Электромеханические переходные процессы: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / А.В. Гурин, И.А. Гурина. – Черкесск: БИЦ СКГА, 2025. – 56 с.

Учебное пособие содержит краткий теоретический материал по анализу электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах, их влиянию на режимы работы электротехнического оборудования.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

УДК 621.3
ББК 31.2

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Классификация электромеханических переходных процессов.	4
Задачи расчета и принимаемые допущения	
2. Основные характеристики элементов простейших систем электроснабжения	9
3. Устойчивость системы. Простейшая электрическая система	12
4. Динамическая устойчивость	18
5. Предельный угол отключения и предельное время отключения	22
6. Результирующая устойчивость	23
7. Переходные процессы в узлах нагрузки систем электроснабжения	25
8. Устойчивость асинхронных двигателей	28
9. Характеристики нагрузки	32
10. Характеристики синхронных двигателей	33
11. Характеристики комплексной нагрузки	34
12. Характеристики приводимых механизмов	37
13. Влияние режима электрической системы на режим нагрузки	38
14. Практические критерии статической устойчивости нагрузки	40
15. Устойчивость нагрузки при больших возмущениях	43
16. Самозапуск асинхронных и синхронных двигателей	44
17. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	47
18. Понятие надежности и живучести системы	49
Рекомендуемая литература	55

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая система состоит из большого числа взаимодействующих элементов, которые обычно делятся на две большие группы:

- силовые элементы, они вырабатывают, преобразуют, передают, распределяют и потребляют (нагрузка) электрическую энергию;
- элементы управления, которые регулируют и изменяют состояние системы (регуляторы возбуждения синхронных машин, выключатели, реле и т.д.).

Все элементы электрической системы связаны единством генерирования, передачи и потребления электрической энергии. В нормальном рабочем состоянии, или **в нормальном режиме**, система должна **надежно** обеспечить потребителя электрической энергией нормированного, достаточно постоянного качества. Было бы желательно, чтобы режим системы был совершенно неизменным. Однако такого полностью **«установившегося режима»** реально существовать не может.

Нагрузка в системе меняется: непрерывно происходят **«малые изменения»** числа подключенных потребителей, их мощности, состава. Кроме этих малых отклонений довольно часто происходят крупные **«большие изменения»**, связанные с изменениями величины вырабатываемых и потребляемых мощностей, конфигурации системы (включения и отключения генераторов, линий электропередач (ЛЭП), трансформаторов). Эти изменения – переходы от одного режима к другому во время нормальной работы системы - называются **нормальными переходными режимами**.

Электрическая система, как и любая другая система, иногда может подвергаться аварийным воздействиям. Аварии могут быть вызваны нарушением режима системы или отдельных её элементов. Состояние системы во время аварий и последующий переход к новому рабочему состоянию называется **аварийным переходным режимом**.

Изучение режимов электрической системы кроме рассмотрения электромагнитных процессов, обуславливающих возможность получения, передачи и потребления электрической энергии, требует рассмотрения механических явлений в ее элементах: в первичных двигателях, их автоматических регуляторах, генераторах, двигателях нагрузки, где электрическая энергия вновь преобразуется в механическую, так как изменение механического состояния элементов системы приводит к самым тяжелым последствиям – потере устойчивости, приводящей к нарушениям электроснабжения, как отдельных потребителей, так и целых регионов и даже стран. Поэтому рассматривается и электрическое и механическое состояние системы, или **электромеханические режимы**.

1. Классификация электромеханических переходных процессов.

Задачи расчета и принимаемые допущения

Задачей поддержания требуемого режима системы электроснабжения (СЭС) является ограничение изменений параметров узловых точек системы в таких пределах, при которых сохраняется ее устойчивость, т. е. способность системы восстанавливать исходный или близкий к нему режим после его нарушения под воздействием различных возмущений. При переходах системы от одного исходного установившегося режима к другому происходит изменение количества энергии. Это явление при анализе принимается состоящим из ряда процессов, каждый из которых отражает изменение определенной группы параметров режима. При решении задач важно учитывать только наиболее существенные в данной задаче факторы. Различают переходные процессы по ряду признаков:

- по причинам возникновения или по видам возмущающих воздействий;
- по величинам возмущений;
- по допущениям, сделанным при составлении и решении дифференциальных уравнений, т.е. по математическому описанию;
- по скорости протекания этих процессов в системе (от 10^{-7} до 10^5 с);
- по структуре исследуемой системы.

Под **возмущением** понимают отклонения параметров режима, происходящие в начале переходного процесса в связи с появлением новых факторов, изменяющих режим. Эти факторы называются **возмущающими воздействиями**.

При рассмотрении причин возникновения переходного процесса можно учитывать или реальные физические причины или, независимо от этих физических причин, большие возмущения, изменяющие исходную систему на какое-то время и нарушающие ее исходный режим, или малые возмущения, которые появляются во время нормальной работы системы.

Деление переходных процессов по допущениям, сделанным при их математическом описании, особенно разнообразны, поэтому ограничиваются только наиболее существенными признаками. Например, анализ реальной нелинейной системы может проводиться при учете имеющихся нелинейностей или замене нелинейных зависимостей параметров режима линейными.

По линеаризованным уравнениям исследуется статическая устойчивость и оцениваются показатели качества переходного процесса.

По нелинейным уравнениям исследуют динамическую, результирующую устойчивость и переходные процессы после больших возмущений.

Ряд допущений, принимаемых при исследованиях электромеханических переходных процессов, основаны на методах электротехники, механики, теории колебаний, но имеет свои существенные особенности. Так, при рассмотрении электрических систем переменного тока

можно использовать мгновенные значения тока и напряжения и составлять применительно к ним уравнения.

Важные допущения, принимаемые при анализе электромеханических переходных процессов, касаются учета скоростей роторов синхронных машин, реакции якоря в них и электромагнитных процессов в асинхронных машинах.

Для предвидения характера переходного процесса и управления им необходимо овладеть способами изменения соответствующего режима СЭС в желательном направлении. Устойчивость системы определяется на основании расчета и анализа электромеханических переходных процессов с учетом нормального и послеаварийного установившихся режимов.

В процессе анализа рассматривают существенные изменения режима и степень возмущающих воздействий на режим равновесия СЭС. К изменениям режима относятся отключения генерируемой и передаваемой мощностей, а также изменения частоты вращения генераторов и двигателей. Возмущающие воздействия разделяют на **малые (слабые)**, при которых отклонения параметров режима от их установившихся значений малы, и **большие (сильные)**, вызывающие существенные отклонения параметров режима СЭС от их номинальных.

В ЭСС и СЭС различают **три группы** электромеханических переходных процессов:

- малые отклонения мощности и небольшие изменения частоты вращения;
- большие отклонения мощности и малые изменения частоты вращения;
- большие отклонения мощности и большие изменения частоты вращения.

Исследования **первой группы** переходных процессов позволяют судить об устойчивости режима при малых возмущениях. К ним относятся нормальные переходные процессы, сопровождающие эксплуатационные режимы системы, связанные с изменениями нагрузки и с реакцией регулирующих устройств. Эти процессы возникают при включениях и отключениях генераторов, трансформаторов, ЛЭП, нагрузок и других элементов СЭС. Малые возмущения не должны приводить к возрастающему изменению параметров режима равновесия СЭС.

Восстановление исходного или весьма близкого к нему режима в условиях малых возмущений сохраняет **статическую устойчивость** СЭС. Исходя из определения статической устойчивости системы можно заключить, что существует такой режим, при котором очень малое увеличение нагрузок вызывает нарушение его устойчивости. Такой режим называют **предельным**, а нагрузки системы – **максимальными** или **предельными нагрузками по условиям статической устойчивости**.

Исследования **второй группы** переходных процессов дают возможность судить об устойчивости режима при **больших возмущениях**,

возникающих вследствие резких и существенных изменений режима системы, при которых возникают значительные отклонения параметров установившегося режима. Причинами таких изменений являются:

- короткие замыкания (КЗ) в системе и последующие их отключения;
- изменения схемы соединения системы в результате отключений агрегатов или ЛЭП со значительными нагрузками;
- нормальная коммутация ЛЭП с большой зарядной мощностью;
- включения генераторов под действием самосинхронизации.

Под действием **больших возмущений** возникают резкие изменения режима. Восстановление исходного состояния системы после большого возмущения или состояния, допустимого для ее эксплуатации по параметрам режима, обеспечивает сохранение **динамической устойчивости СЭС**.

Исследования **третьей группы** переходных процессов позволяют определить, будет ли восстановлена синхронная работа части или всей системы после выпадения из синхронизма. Способность системы восстанавливать исходное состояние после нарушения синхронной работы и некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода в результате большого возмущения позволяет обеспечить **результатирующую устойчивость СЭС**. Результатирующую устойчивость иногда считают разновидностью динамической устойчивости, разделяя **синхронную динамическую устойчивость** и **результатирующую динамическую устойчивость**.

В практических расчетах устойчивости СЭС принимается ряд допущений, которые, упрощая анализ электромеханических переходных процессов, не приводят к существенным погрешностям их расчета. Полагают, что:

- электромеханические переходные процессы протекают при небольших изменениях частоты вращения синхронных машин (2 – 3 % синхронной частоты);
- напряжение, ток генератора, и ток возбуждения изменяются мгновенно;
- изменения режима СЭС можно отразить в ее схеме, введя в нее новые значения ЭДС генераторов, мощностей, собственных и взаимных сопротивлений;
- несимметричные режимы с помощью комплексной схемы замещения можно привести к симметричным режимам. При этом считают, что изменения движения ротора вызваны только моментами, создаваемыми токами прямой последовательности;
- изменения сопротивлений генераторов и трансформаторов, обусловленные насыщением стали, можно не учитывать или учитывать приближенно уменьшением сопротивления схемы замещения;
- результирующее потокоцепление обмотки возбуждения в продольной оси в течение всего переходного процесса постоянно, что соответствует постоянству ЭДС. на зажимах 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.

Ограничение нагрузок может быть вызвано и другими обстоятельствами, например, нагревом элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов и т.п.). В этом случае говорят о **предельных нагрузках по условиям нагрева** и устанавливают также **максимальное время существования режима**. Возможны ограничения нагрузок по уровням напряжения в узлах, напряжению короны и т.п.

Пропускной способностью элемента системы называют наибольшую мощность, которую можно передать через этот элемент с учетом всех ограничивающих факторов (нагрева, устойчивости, напряжения в узлах и т.п.). Иногда пропускную способность определяют по одному фактору и говорят, например, о пропускной способности по нагреву.

Понятие о пропускной способности справедливо и для динамической устойчивости. В этом случае говорят о **пределе передаваемой мощности** по условиям динамической устойчивости при КЗ в какой-либо точке, отключении линии и т.п.

Задачи, возникающие при анализе устойчивости, сложны и объемны. Поэтому для понимания физической сущности рассматриваемых явлений прибегают к упрощению решаемых задач. Иногда приходится отказываться от математической строгости решения, отбрасывать второстепенные факторы. При этом не отражаются детали, но получается достаточно полная картина. Один из приемов, упрощающих решение, - рассмотрение ЭЭС как позиционной.

Позиционная система – такая система, в которой параметры режима зависят от текущего состояния, взаимного положения (роторов генераторов и двигателей) независимо от того, как это было достигнуто. При этом реальные динамические характеристики элементов системы заменяются статическими.

Статические характеристики – эта связи параметров режима системы, представленные аналитически или графически и не зависящие от времени. Эти связи выявляются в основном в установившемся режиме системы.

Динамические характеристики – это связи параметров режима, полученные в зависимости от времени. В этом случае отражается влияние первых, а возможно, и более высоких производных рассматриваемых параметров.

Для описания позиционной системы достаточно статических характеристик. Динамические характеристики позволяют исследовать ЭЭС как динамическую. Динамический переход от одного режима к другому подвергается качественной оценке. При этом оцениваются характер протекания переходного процесса (быстрый, медленный, монотонный, апериодический) и характер нового установившегося режима.

Считается, что качество переходного процесса хорошее, если наблюдаются быстрое его затухание, апериодичность или монотонность.

Режим, наступающий после переходного процесса, должен иметь достаточный запас устойчивости, который проверяется изменением какого-либо параметра. Наибольшая величина отклонения, при которой система еще сохраняет устойчивость, определяет запас устойчивости, выражаемый коэффициентом запаса. Критерии качества установившихся режимов, утверждены ГОСТ 13109-97.

При управлении режимами крупных энергообъединений большое внимание уделяется переходным процессам, длительность которых достигает 10-15 минут. В этом случае важнейшей характеристикой является изменение частоты, определяющее динамическое поведение энергообъединения.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Три группы переходных процессов и что по ним определяют?
2. Что такое возмущение?
3. Какой режим называют предельным?
4. Как Вы понимаете результирующую устойчивость СЭС?
5. Какие допущения принимают при анализе электромеханических переходных процессов?
6. Что такое пропускная способность элемента системы?

2. Основные характеристики элементов простейших СЭС

Очень часто удаленная электростанция связана с приемной системой более сложной сетью, чем одна ЛЭП и два трансформатора. При проведении расчетов такая сеть считается пассивной частью схемы замещения, если сопротивления и проводимости ее элементов рассматриваются как независимые от параметров режима и других факторов. К пассивной части относят элементы, замещающие трансформаторы, ЛЭП, реакторы, батареи статических конденсаторов и нагрузку, если они учитываются постоянными сопротивлениями. В силу неизменности параметров системы пассивная часть схемы замещения является линейной и поэтому для ее расчета и преобразований применимы методы, разработанные для линейных электрических цепей.

Вместе с линейными в схеме замещения энергосистемы присутствуют нелинейные и динамические элементы. К нелинейным относятся элементы, учитываемые статическими характеристиками. Динамические элементы учитываются с помощью динамических характеристик, либо для них записываются подсистемы дифференциальных уравнений. Методы преобразования, применяемые к пассивной части схемы замещения, для нелинейных и динамических элементов непосредственно не используются. Однако они могут быть составной частью методик эквивалентирования (упрощения) схем замещения с нелинейными и динамическими элементами.

Одним из широко распространенных способов математического описания пассивных частей схем замещения является их представление в форме **обобщенных параметров**, используемых при расчетах режимов

простых и сложных энергосистем. Рассмотрим основные принципы определения этих параметров на примере преобразования схемы замещения одномашинной энергосистемы, в которой источники ЭДС E_q и напряжения U включены в схему произвольной сложности, состоящую из пассивных элементов (рис. 2.1.).



Рисунок 2.1– Обобщенная схема замещения одномашинной энергосистемы

Как бы ни была сложна пассивная часть схемы замещения, ее всегда можно преобразовать к Т-образному или П-образному виду. Предположим, что такое преобразование проведено и получена Т-образная эквивалентная схема с источниками E_q и U (рис. 2.2.). Определим **обобщенные параметры**, то есть собственные и взаимные сопротивления (или проводимости) этой схемы.

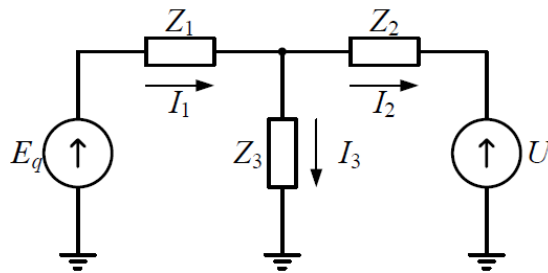


Рисунок. 2.2– Т-образная эквивалентная схема одномашинной энергосистемы

Распределение токов в ветвях Т-схемы (рис. 2.2) представим, как результат наложения токов от двух источников ЭДС (E_q и U), действующих раздельно (рис. 2.3, а, б).

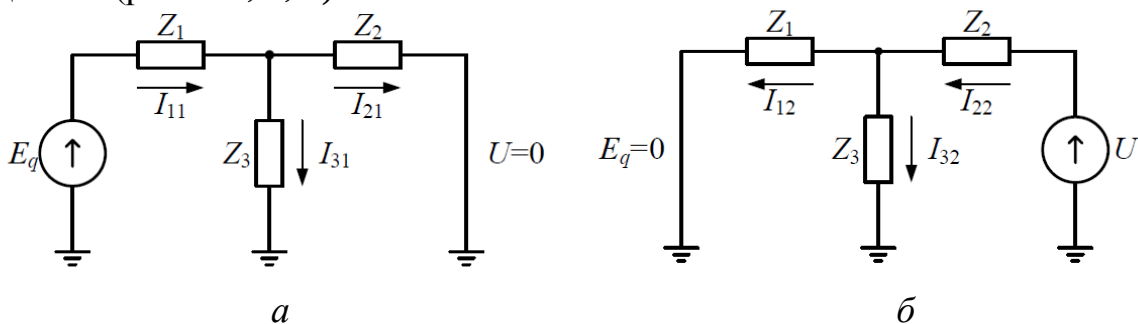


Рисунок 2.3– Расчет токов методом наложения

В соответствии с принятыми положительными направлениями искомые токи I_1 , I_2 в трехфазной схеме будут определены как:

$$I_1 = I_{11} - I_{12}, \quad (2.1)$$

$$I_2 = -I_{22} + I_{21}, \quad (2.2)$$

где:

$$I_{11} = E_q / Z_{11} = E_q Y_{11}, \quad (2.3)$$

$$I_{22} = U/Z_{22} = UY_{22}, \quad (2.4)$$

$$I_{12} = E_q/Z_{12} = E_q Y_{12}, \quad (2.5)$$

$$I_{21} = U/Z_{21} = UY_{21}. \quad (2.6)$$

В последних выражениях обобщенные параметры обозначены как: Z_{11} , Z_{22} и $Y_{11} = 1/Z_{11}$, $Y_{22} = 1/Z_{22}$ – соответственно собственные сопротивления и собственные проводимости ветвей с источниками E_q и U . Z_{12} , Z_{21} и $Y_{12}=1/Z_{11}$, $Y_{21}=1/Z_{21}$, – соответственно взаимные сопротивления и взаимные проводимости ветвей между узлами подключения источников.

Из схем замещения (см. рис. 2.3) и выражений (2.3 - 2.6) следует, что собственное сопротивление каждой ветви с источником ЭДС определяет величину тока в этой ветви при нулевом значении ЭДС другого источника. Собственные сопротивления вычисляются как эквивалентные сопротивления пассивной части относительно зажимов источников ЭДС по правилам параллельного и последовательного сложения:

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}, \quad (2.7)$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}. \quad (2.8)$$

Взаимное сопротивление определяет величину тока в ветви с источником ЭДС или напряжения при нулевом значении этой ЭДС под действием напряжения другого источника. Взаимные сопротивления Z_{12} и Z_{21} одинаковы. Они вычисляются по формуле преобразования звезды в эквивалентный треугольник:

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}. \quad (2.9)$$

Обобщенные параметры схемы замещения, как комплексные величины, могут быть представлены в декартовой или полярной системах координат:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= r_{11} + jx_{11} = z_{11} e^{j\Psi_{11}}; \\ Z_{22} &= r_{22} + jx_{22} = z_{22} e^{j\Psi_{22}}; \\ Z_{12} &= r_{12} + jx_{12} = z_{12} e^{j\Psi_{12}}; \\ Y_{11} &= g_{11} - jb_{11} = y_{11} e^{-j\Psi_{11}}; \\ Y_{22} &= g_{22} - jb_{22} = y_{22} e^{-j\Psi_{22}}; \\ Y_{12} &= g_{12} - jb_{12} = y_{12} e^{-j\Psi_{12}}. \end{aligned} \quad (2.10)$$

С использованием обобщенных параметров схемы замещения в следующем разделе в компактной форме записываются выражения для определения составляющих мощностей P_G , Q_G , P_H , Q_H мощностей S_G - со стороны генератора и S_H - со стороны шин приемной энергосистемы.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Какая сеть считается пассивной частью схемы замещения?
2. Что такое обобщенные параметры?
3. Как определяют обобщенные параметры?

3. Устойчивость системы. Простейшая электрическая система

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

- Расчет параметров предельных режимов (предельной передаваемой мощности по линиям энергосистемы, критического напряжения узловых точек системы, питающих нагрузку, и т.д.).
- Определение значений коэффициентов запаса, например, коэффициенты запаса по настроечным параметрам автоматической регулировки возбуждения (АРВ):

$$S_K = \frac{K_{\max} - K_{\min}}{K_{\max} + K_{\min}} \quad (3.1)$$

где $K_{\max}$ и $K_{\min}$ - максимальное и минимальное значения настроечных параметров, соответствующих границе области статической устойчивости.

- Выбор мероприятий по повышению статической устойчивости энергосистем или обеспечению заданной пропускной способности передачи.
- Разработка требований, направленных на улучшение устойчивости систем. Выбор настройки АРВ, для требуемой точности поддержания напряжения.

Решение перечисленных задач проводится с учетом возможности возникновения самораскачивания системы.

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

- Расчет параметров динамического перехода при эксплуатационном или аварийном отключениях нагруженных элементов электрической системы.
- Определение параметров динамических переходов при коротких замыканиях в системе с учетом различных факторов:
 1. Возможного перехода одного несимметричного КЗ в другое (например, однофазного в двухфазное).
 2. Работы автоматического повторного включения (АПВ) 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).

Расчеты ведутся, как правило, с учетом нелинейностей и существующих динамических характеристик.

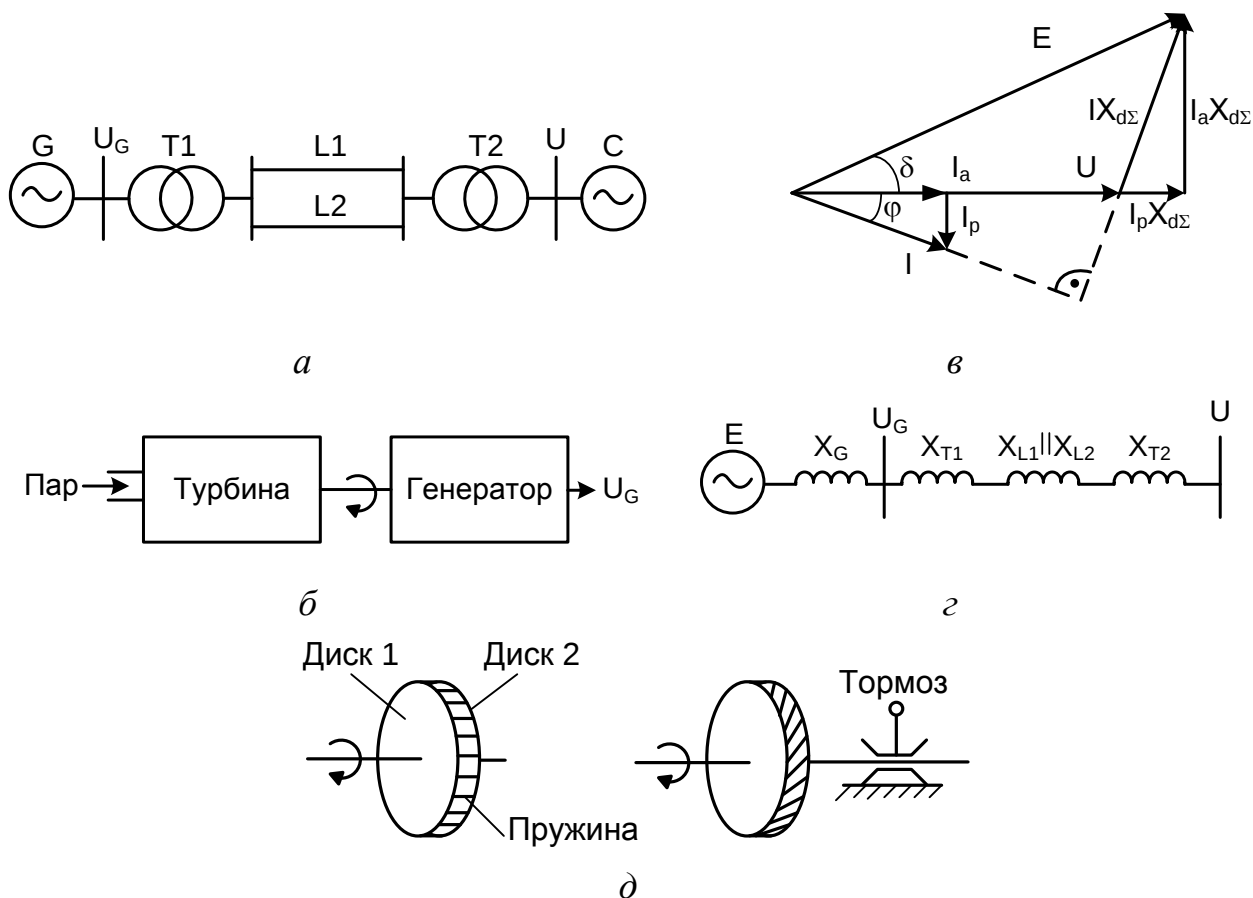


Рисунок 3.1. Оценка статической устойчивости простейшей системы
а – принципиальная схема системы; *б* – блок турбина-генератор; *в* – векторная диаграмма генератора; *г* – схема замещения системы; *д* – механический аналог блока турбина-генератор

Под **простейшей системой** понимается система, в которой синхронная машина *G* связана с системой *C* через трансформаторы (*T1*, *T2*) и линии (*L1*, *L2*) (рис. 3.1, *а*). Принимается, что:

- суммарная мощность генераторов системы во много раз превышает мощность синхронной машины *G*, это позволяет считать напряжение на шинах системы неизменным ($U = \text{const}$);

- скорость вращения постоянна и равна номинальной.

Это позволяет считать, что в относительных единицах вращающий момент равен активной мощности.

Синхронная машина может работать в трех режимах:

- генераторном;
- двигательном;
- синхронного компенсатора (синхронного двигателя без нагрузки на валу).

На рис. 3.1, *б* схематично представлены турбина и генератор. Турбина приводится во вращение энергоносителем. Вращающий момент турбины

зависит от количества энергоносителя. Для паровой турбины – это пар, для гидротурбин – вода. В нормальном установившемся режиме вращающий момент турбины постоянный. Турбина вращает генератор. Величина активной мощности, выдаваемой генератором в систему, определяется только количеством энергоносителя, подаваемого в турбину.

Для получения характеристики мощности построена векторная диаграмма электропередачи (рис. 3.1, в). При её построении полный вектор тока I разложен на действительную I_a и мнимую I_p составляющие. Как следует из схемы замещения передачи (рис. 3.1, г), результирующее сопротивление передачи:

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_{L1} \| X_{L1} + X_{T2}. \quad (3.2)$$

Из векторной диаграммы следует

$$I_a X_{d\Sigma} = E \sin \delta \quad (3.3)$$

где δ – угол между ЭДС синхронной машины E и напряжением системы U . Умножая обе части этого равенства на $U/X_{d\Sigma}$, получим

$$U I_a = P = \frac{EU}{X_{d\Sigma}} \sin \delta \quad (3.4)$$

где P – активная мощность, выдаваемая генератором.

Зависимость (3.4) имеет синусоидальный характер и называется **характеристикой мощности**, или моментно-угловой характеристикой синхронной машины (мощность и момент синхронной машины пропорциональны, а в относительных единицах равны). При неизменных ЭДС синхронной машины E , напряжения системы U и сопротивлении $X_{d\Sigma}$ угол δ определяется:

- для генератора только выдаваемой активной мощностью, которая, в свою очередь, определяется мощностью турбины;
- для двигателя только потребляемой активной мощностью.

Наглядной иллюстрацией зависимости мощности (момента) турбины от угла сдвига δ является система двух дисков, соединенных пружинами (рис. 3.1, д). В режиме холостого хода (ХХ) (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.

Мощность турбины зависит от количества энергоносителя, и в координатах P, δ изображается прямой линией – P_0 (рис. 3.2, а). При определенных значениях ЭДС генератора E и напряжения приемной системы U характеристика мощности имеет максимум $P_{\max}$ (рис. 3.2, а), который вычисляется по формуле:

$$P_{\max} = \frac{EU}{x_{d\Sigma}} \quad (3.5)$$

Иногда эту величину называют «идеальным» **пределом мощности** простейшей электрической системы.

Заданному значению мощности турбины соответствуют две точки пересечения характеристик a и b (рис. 3.2, a), 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 ΔP , то и угол δ , следуя синусоидальной зависимости, изменится на $\Delta\delta$. Из рис. 3.2, a следует, что в точке a положительному приращению мощности соответствует положительное приращение угла.

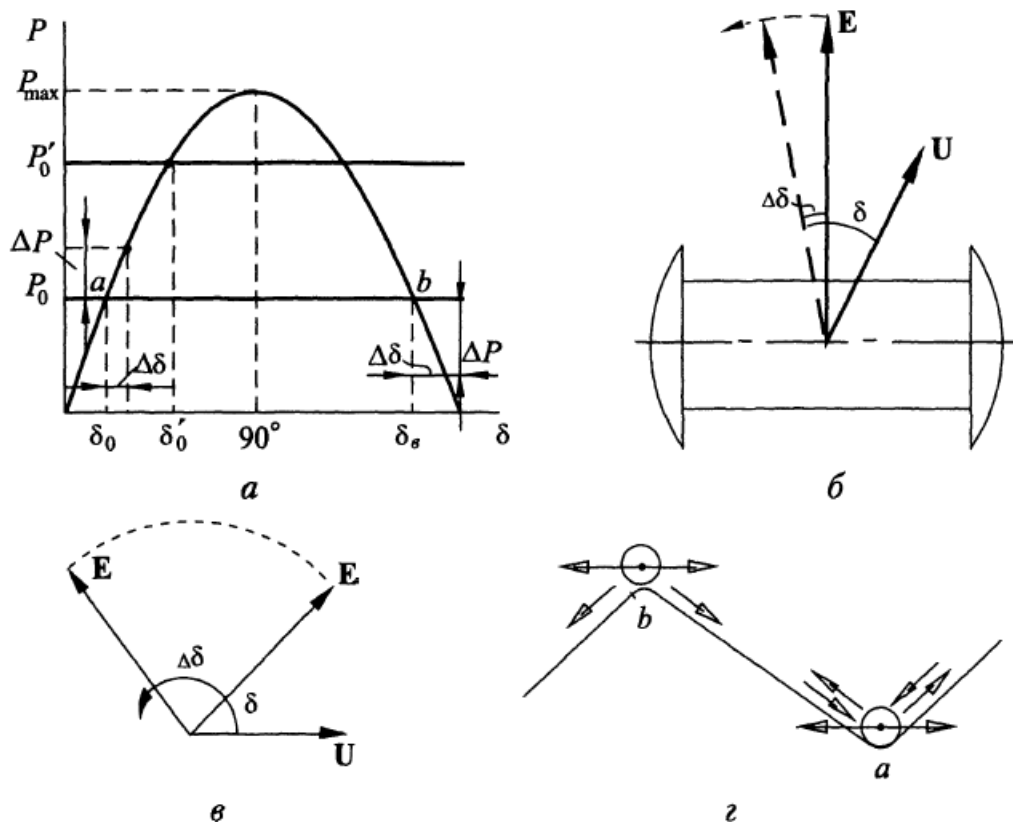


Рисунок 3.2– К определению критерия статической устойчивости простейшей системы:
 a - характеристика мощности; b - отклонение вектора ЭДС от состояния равновесия;
 v - выпадение из синхронизма; z - механическая аналогия

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 E в сторону уменьшения угла δ (рис. 3.2, b). Необходимо подчеркнуть, что перемещение ротора под действием избыточного момента

накладывается на его движение в положительном направлении с синхронной скоростью, которая во много раз выше скорости этого перемещения. 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 δ . С ростом угла мощность генератора падает, это увеличивает ускоряющий момент, т.е. возникает лавинообразный процесс, называемый **выпадением из синхронизма**. Процесс выпадения из синхронизма и асинхронный режим, в котором в итоге оказывается генератор, характеризуются непрерывным перемещением вектора ЭДС E относительно напряжения U приемной системы (рис. 3.2, 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 может служить шарик, помещенный на изогнутую поверхность так, как это показано на рис. 3.2, г. Положение точки *a* устойчиво, так как любое 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.

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

$$\frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (3.6)$$

Величина $dP/d\delta$ называется **синхронизирующей мощностью**. Следовательно, можно сказать, что критерием статической устойчивости является положительный знак синхронизирующей мощности. При значениях $dP/d\delta > 0$ значение синхронизирующей мощности $P_{\text{синх}}$ определяется из выражения:

$$P_{\text{синхр}} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_q U}{X_\Sigma} \cos \delta = P_m \cos \delta. \quad (3.7)$$

Синхронизирующая мощность положительна при $\delta < 90^\circ$ (рис. 3.3). В этой области и возможны устойчивые установившиеся режимы работы системы. Критическим, с точки зрения устойчивости рассматриваемой системы, является значение угла $\delta = 90^\circ$, когда синхронизирующая мощность $P_{\text{синхр}} = 0$. За этой точкой начинается зона неустойчивости, так как $P_{\text{синхр}} < 0$.

Следует иметь в виду, что записанный критерий статической устойчивости справедлив лишь для простейших случаев. На устойчивость электрической системы влияет ряд других факторов, например, параметры регуляторов. Однако часто их влияние не особенно значительно, поэтому в большинстве практических случаев пользуются критерием синхронизирующей мощности.

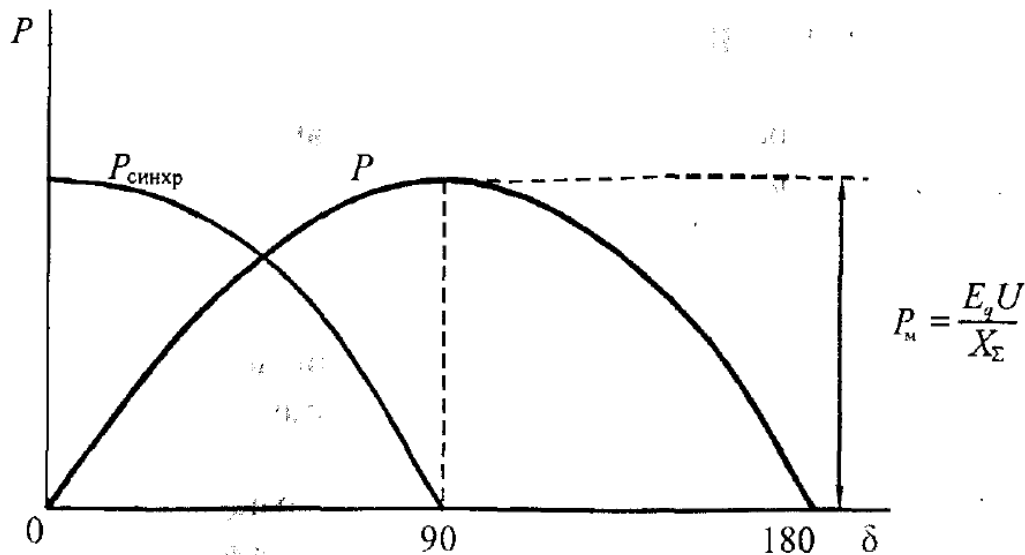


Рисунок 3.3— Зависимость синхронизирующей мощности от угла δ

Статическая устойчивость является необходимым условием физической реализуемости установившегося режима. Поэтому при планировании режимов обязательной является оценка статической устойчивости такого режима. Для надежного существования режима он должен иметь определенный запас статической устойчивости. Теоретически запас статической устойчивости можно характеризовать величиной синхронизирующей мощности. Практически он определяется путем расчета так называемого **коэффициента запаса статической устойчивости**:

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - P_0}{P_0} \quad (3.8)$$

где $P_{\text{пр}}$ — предельная передаваемая мощность в системе по условию статической устойчивости; в рассматриваемом случае такой величиной является идеальный предел мощности $P_{\text{пр}} = P_m$; P_0 — действительная передаваемая мощность в системе.

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальных режимах должен быть больше **нормативно минимального**, значение которого составляет величину 0,2 (Запас устойчивости электропередачи, связывающей станцию с шинами энергосистемы, должен быть не менее 20 % в нормальном и утяжеленном режимах и 8 % в вынужденном и послеаварийном).

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что такое характеристика мощности синхронной машины?
2. Как получают характеристику мощности?
3. Что такое предел мощности простейшей электрической системы?
4. Какие задачи решаются при изучении статической устойчивости?
5. Что вызывает нарушения статической устойчивости?
6. Критерий статической устойчивости?
7. Требования к запасу устойчивости?

4. 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;
- отключениях линий электропередачи, генераторов, трансформаторов и т.д.;
- изменении мощности крупной нагрузки;
- потери возбуждения какого-либо генератора;
- включении крупных двигателей.

Одним из следствий возникшего возмущения является отклонение скоростей вращения роторов генераторов от синхронной (качания роторов генераторов). Если после какого-то возмущения взаимные углы роторов примут определенные значения (их колебания затухнут около каких-то 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.

Можно выделить **две стадии** протекания электромеханического переходного процесса во времени:

- Быстрая динамика, оцениваемая по отклонению взаимных углов роторов генераторов в течение нескольких секунд. Такая оценка проводится, как правило, для отдельных генераторов или электрических станций.

- Длительная динамика, характеризуемая качаниями отдельных частей энергообъединения в течение интервала времени от десятков секунд до нескольких минут с частотами от нескольких десятых долей герца до нескольких герц. Исследование этой стадии производится при анализе динамического поведения крупных энергообъединений и входящих в них энергосистем.

Графический метод анализа динамической устойчивости простейшей системы или **метод площадей** основан на энергетическом подходе к анализу динамической устойчивости. Рассмотрим случай, когда электростанция G работает через двухцепную линию на шины бесконечной мощности (рис. 4.1 а).

Условие постоянства напряжения на шинах системы ($U=\text{const}$) исключает качания генераторов приемной системы и значительно упрощает анализ динамической устойчивости. Схема замещения системы в нормальном режиме показана на рис. 4.1 б. Генератор входит в схему замещения сопротивлением x'_d и ЭДС E'_q . Мощность, выдаваемая генератором в систему, равна мощности турбины и обозначена P_0 , угол генератора – δ_0 . Характеристика мощности, соответствующая нормальному (до аварийному) режиму, может быть получена из выражения (4.1):

$$P = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma} x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta. \quad (4.1)$$

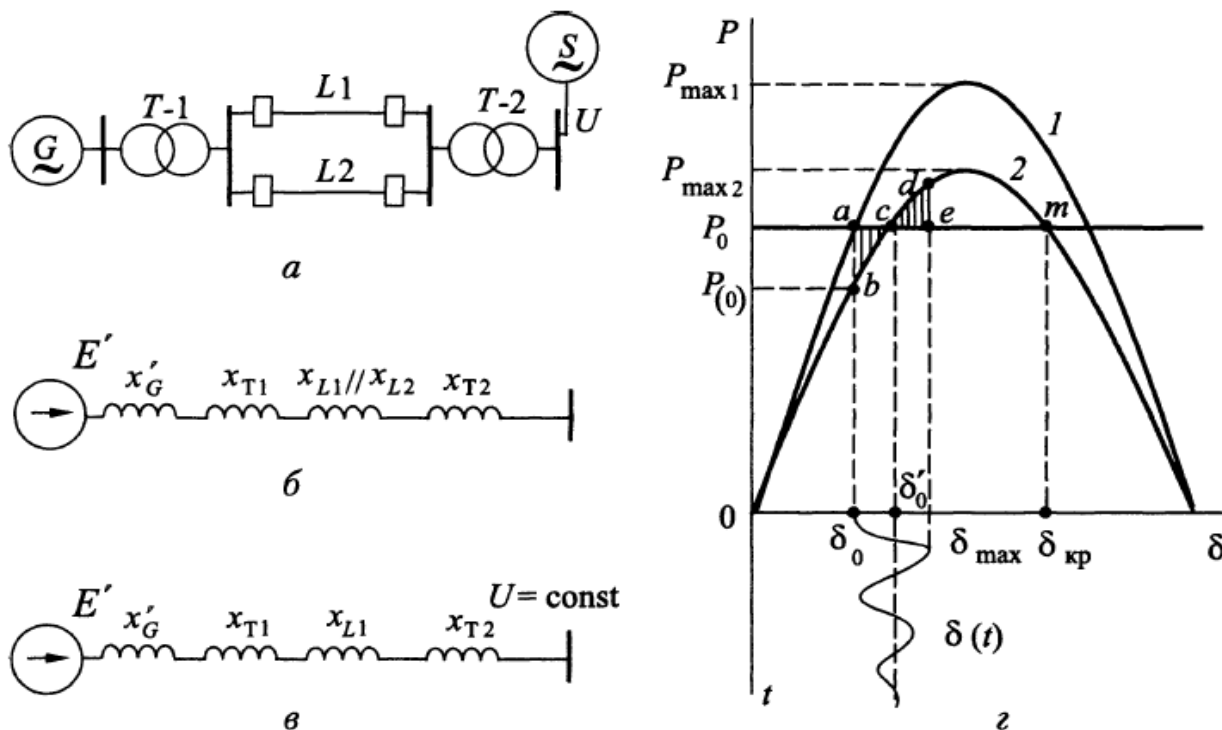


Рисунок 4.1– К анализу динамической устойчивости простейшей системы:
 а - принципиальная схема; б - схема замещения в нормальном режиме; в - схема замещения в послеаварийном режиме; г - графическая иллюстрация динамического перехода: характеристики нормального и аварийного режимов (кривые 1,2 соответственно)

Без учета второй гармоники, что вполне допустимо в практических расчетах, принимая $E'_q = E'$, получим выражение характеристики мощности в следующем виде:

$$P = \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (4.2)$$

где $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{T1} + x_{L1} // x_{L2} + x_{T2}$.

Зависимость $P = f(\delta)$ для нормального режима изображена (кривая 1) на рисунке 4.1 з. Предположим, что линия L2 внезапно отключается. Рассмотрим работу генератора после ее отключения. Схема замещения системы после отключения линии показана на рисунке 4.1 в. Суммарное сопротивление послеаварийного режима $x'_{d\Sigma(na)} = x'_d + x_{T1} + x_{L2} + x_{T2}$ увеличится по сравнению с $x'_{d\Sigma}$ (суммарное сопротивление нормального режима). Это вызовет уменьшение максимума характеристики мощности послеаварийного режима (кривая 2, рис. 1.1 з).

После внезапного отключения линии происходит переход с характеристики мощности 1 на характеристику 2. Из-за инерции ротора угол δ мгновенно не изменяется, 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 ($\Delta P = P_0 - P_{(0)}$). Под влиянием этой разности ротор машины начинает ускоряться, двигаясь в сторону больших углов δ . Это движение накладывается на вращение ротора с синхронной скоростью, и результирующая скорость вращения ротора будет $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$, где ω_0 – синхронная скорость вращения; $\Delta\omega$ – относительная скорость.

В результате ускорения ротора рабочая точка начинает движение по характеристике 2. Мощность генератора возрастает, а избыточный (ускоряющий) момент (пропорциональный разности $\Delta P = P_0 - P_{(0)}$) – 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 ω_0 не прекращается в точке *c*, ротор по инерции проходит эту точку и продолжает движение, а избыточный момент при этом меняет знак и начинает тормозить ротор.

Относительная скорость вращения начинает уменьшаться и в точке *d* становится равной нулю. Угол δ 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 $\delta(f)$ показаны на рис. 4.1, з.

Затухание колебаний объясняется потерями энергии при относительном движении ротора.

Избыточный момент связан с избытком мощности выражением:

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega} \quad (4.3)$$

где ω – результирующая скорость вращения ротора.

Изменение скорости $\Delta\omega$ при качаниях пренебрежимо мало по сравнению со скоростью ω_0 , поэтому с достаточной для практика точностью можно принять $\omega = \omega_0$, и тогда получаем (выражая ΔM , ΔP и ω_0 в относительных единицах) $\Delta M^* = \Delta P / \omega_0 = \Delta P^*$, поскольку $\omega_0 = 1$. 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 $\Delta M d\delta$. 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:

$$F_{\text{уск}} = \int_{\delta_0}^{\delta'_0} \Delta P d\delta = f_{abc}, \quad (4.4)$$

где f_{abc} – заштрихованная площадь abc на рисунке 4.1 з.

Изменение кинетической энергии в период торможения вычисляется как

$$F_{\text{торм}} = \int_{\delta'_0}^{\delta_{\max}} \Delta P d\delta = f_{cde}. \quad (4.5)$$

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

$$F_{\text{уск}} - F_{\text{торм}} = 0. \quad (4.6)$$

Отсюда следует, что при максимальном угле отклонения площадь ускорения должна быть равна площади торможения. Максимально возможная площадь торможения определяется углом $\delta_{\text{кр}}$. Если максимальный угол превысит значение $\delta_{\text{кр}}$, то на валу турбина – генератор возникнет ускоряющий избыточный момент ($P_0 > P_G$) и генератор выйдет из синхронизма. На рис. 4.1 з площадь cdm – максимально возможная площадь торможения. Определив ее, можно оценить запас динамической устойчивости. Коэффициент запаса вычисляется:

$$K_3 = \frac{F_{cdm} - F_{abc}}{F_{abc}} 100 \% . \quad (4.7)$$

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Какие задачи решаются при изучении динамической устойчивости?
2. Что вызывает нарушения динамической устойчивости?
3. Критерий динамической устойчивости?
4. Требования к запасу устойчивости?

5. Предельный угол отключения и предельное время отключения

Предельный угол отключения КЗ можно найти, не устанавливая характер переходного процесса смены режимов. Для этого используют метод площадей, позволяющий оценить изменение энергии в различных фазах процесса смены режимов работы СЭС.

В качестве примера рассмотрим переход из нормального в аварийный и послеаварийный режимы простейшей системы, которая содержит генератор, работающий через трансформатор и двухцепную ЛЭП на шины бесконечной мощности (рис. 4.1 а). Угловые характеристики мощности приведены на рис. 5.1.

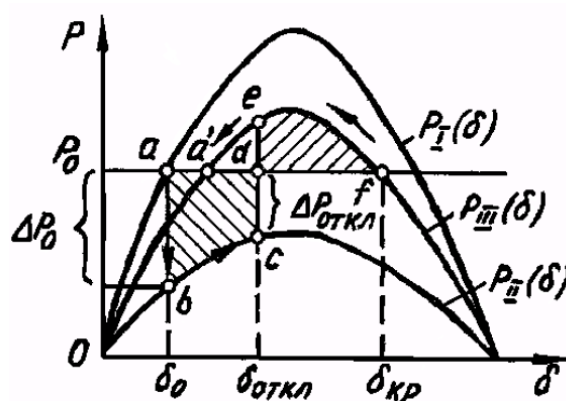


Рисунок 5.1– Угловые характеристики мощности для нормального, аварийного и послеаварийного режимов работы системы

Математически выражение равенства площадей ускорения и торможения записывается следующим образом:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл}} (P_0 - P_2) d\delta - \int_{\delta_{откл}}^{\delta_{кр}} (P_3 - P_0) d\delta = 0 \quad (5.1)$$

Предельное значение энергии для изменения угла δ , равного $\delta_{откл} - \delta_{кр}$, определяется выражением:

$$F_{торм} = \int_{\delta'_0}^{\delta_{max}} \Delta P d\delta = f_{cde} \quad (5.2)$$

Из выражения (5.1) можно найти предельное по условию сохранения динамической устойчивости значения угла отключения повреждённого участка цепи ЛЭП:

$$\delta_{откл.пред} = \arccos \left\{ \left[P_0 (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{max1} \cos \delta_{кр} - P_{max2} \cos \delta_0 \right] / (P_{max3} - P_{max2}) \right\} \quad (5.3)$$

Предельное время отключения КЗ $t_{откл.пред.}$ соответствует полученному выше уравнению по предельному углу отключения. Для произвольного момента времени связь этих величин отражается уравнением движения:

$$P_T - P_{эл} = T_j (d\omega/dt) = T_j \alpha \quad (5.4)$$

$$P_T - P_{эл} = T_j (d^2\delta/dt^2) \quad (5.5)$$

где ω – угловая частота вращения ротора; α – угловое ускорение вращающихся масс.

Аналитическое решение его возможно только для частного случая, а именно полного разрыва связи генератора с шинами приёмной системы, когда $P = P_{ав}(\delta) = 0$, что происходит при трёхфазном КЗ на одной из цепей ЛЭП. При этом уравнение движения упрощается и принимает вид:

$$T_j (d^2\delta/dt^2) = P_0. \quad (5.6)$$

Решение этого уравнения методом последовательного интегрирования при постоянных $c_1 = (d\delta/dt)_{t=0}$ и $c_2 = \delta_0$ позволяет получить выражение:

$$\delta = P_0 / (2T_j t^2) + \delta_0 \quad (5.7)$$

откуда можно найти значение предельного времени отключения трёхфазного КЗ:

$$t_{откл.пред} = \sqrt{(2T_j (\delta_{откл.пред} - \delta_0) / P_0)}. \quad (5.8)$$

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Как определяется предельный угол отключения?
2. Что произойдет если угол отключения превысит предельный?
3. Как определяется предельное время отключения?

6. Результирующая устойчивость

Результирующая устойчивость характеризует способность системы самопроизвольно восстанавливать синхронную работу после кратковременного нарушения устойчивости. Если выпавшая из синхронизма система после устранения причины нарушения устойчивости вновь втягивается в синхронизм, то считают, что система с подключенными к ней генераторами обладает результирующей устойчивостью.

При расчете переходных процессов, вызванных нарушением устойчивости, пользуются понятиями асинхронного режима и асинхронного момента.

Асинхронным называется режим работы системы при больших отклонениях частоты вращения роторов генераторов или двигателей от синхронной частоты. Выпадение генератора из синхронизма сопровождается

резким повышением частоты вращения ротора. При асинхронном ходе и частоте, большей чем синхронная, генератор работает как асинхронный и генерирует активную мощность, которая называется асинхронной. Причинами появления асинхронного режима могут быть:

- исчезновение тока возбуждения;
- нарушение динамической устойчивости после резкого возмущения;
- нарушение статической устойчивости сильно перегруженной системы при слабом возмущении.

Возникновение асинхронного режима приводит к различным нарушениям нормальной работы СЭС:

- могут появляться периодические понижения напряжения, при которых затормаживаются двигатели и отключаются пускатели в сети напряжением 0,4 кВ;
- понижается устойчивость параллельной работы генераторов в синхронно работающих частях ЭЭС;
- из-за снижения напряжения и увеличения тока может нарушаться селективная работа релейной защиты;
- возникают колебания активной мощности, при которых появляется знакопеременный момент на валу турбины, приводящий к дополнительным механическим усилиям, которые могут привести к возникновению резонансных колебаний, опасных для оборудования и синхронной работы частей ЭЭС.

При наличии между отдельными частями ЭЭС большого активного сопротивления увеличивается дефицит активной мощности в приемной части системы.

В асинхронном режиме генератор кроме момента, обусловленного его возбуждением, развивает еще и асинхронный момент под действием свободных токов, которые возникают в его обмотке возбуждения и демпферных контурах из-за движения ротора по отношению к полю, созданного внешними ЭДС.

Наличие несимметрии генератора, явнополусность, одноосность обмотки возбуждения и т.д. приводят к тому, что его асинхронная мощность пульсирует около некоторого среднего значения. Аналогично изменяются реактивная мощность и напряжение. Таким образом, асинхронный момент генератора может быть представлен в виде двух составляющих: среднего асинхронного момента и знакопеременного. Первый зависит от типа и конструкции генератора, а также от среднего скольжения, второй не оказывает существенного влияния на протекание асинхронного режима, и им в расчетах пренебрегают.

Средний асинхронный момент генератора, подключенного непосредственно к шинам неизменного напряжения, имеет три составляющие, которые обусловлены действием обмотки возбуждения, а также демпферных продольной и поперечной обмоток (рис.6.1):

$$M_{ac} = M'_d + M''_d + M_q. \quad (6.1)$$

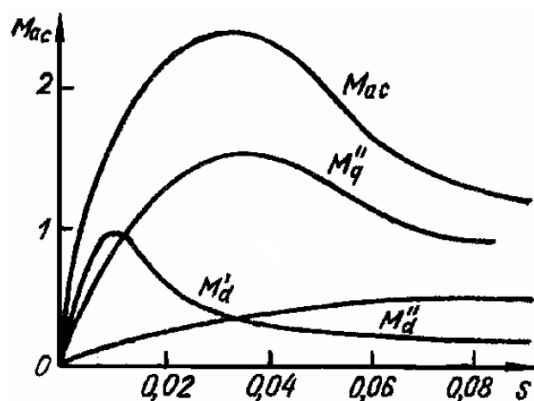


Рисунок 6.1— Зависимость асинхронного момента генератора и его составляющих от скольжения

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что такое результирующая устойчивость?
2. Причины появления асинхронного режима синхронного генератора?
3. К чему ведет возникновение асинхронного режима?

7. Переходные процессы в узлах нагрузки систем электроснабжения

Часть электроэнергетической системы, непосредственно осуществляющая снабжение электрической энергией потребителей, называется системой электроснабжения. Она содержит питающие и распределительные сети, трансформаторы, компенсирующие устройства (синхронные компенсаторы, конденсаторы) и устройства, в которых электрическая энергия используется в производственных или бытовых целях. Эти устройства обычно называются приемниками электрической энергии или нагрузками.

Места подключения отдельных систем электроснабжения к высоковольтным сетям электрических систем называются узлами нагрузки. При нормальной работе систем электроснабжения и во время различных пусков и остановок оборудования происходят нормальные переходные процессы. Отключение отдельных элементов, короткие замыкания в них приводят к аварийным переходным процессам. Установившиеся режимы и переходные процессы в системах электроснабжения должны удовлетворять общим требованиям, которые сформулированы применительно к электрической системе в целом. Переходные процессы в системах электроснабжения можно различать по виду возмущения (малое, большое, длительное).

В нормальном режиме системы при малых его возмущениях возникает необходимость проверки статической устойчивости синхронных двигателей, синхронных компенсаторов, больших групп асинхронных двигателей, которые, имея мощность, соизмеримую с мощностью питающих их генераторов, могут оказаться неустойчивыми, причем эта неустойчивость

может проявиться в виде специфического явления, называемого лавиной напряжения.

Пуски двигателей, резкие колебания момента на их валу и т.д. приводят к изменениям значения и фазы напряжения в узлах нагрузки. Отклонения этих величин не должны превышать допустимых пределов. Влияние резких изменений режима двигателей обычно заметно проявляется в распределительных сетях в виде колебаний напряжения. Более медленные изменения режимов двигателей, связанные с технологическими процессами, в которых участвуют двигатели, преимущественно отражаются на уровнях напряжения в питающих сетях (на отклонении напряжения).

Такие нарушения режима, как короткие замыкания в элементах питательных сетей, отключения и повторные включения синхронных двигателей, самозапуск асинхронных двигателей после перерывов питания, самовозбуждение и самораскачивание двигателей при работе на емкостное сопротивление и т.д., могут существенно сказываться на режиме всей системы электроснабжения, поэтому переходные процессы в ее элементах рассматриваются не только с точки зрения обеспечения их надежности и устойчивости, но и с точки зрения обеспечения надежности всей системы электроснабжения.

Переходные процессы в узлах нагрузки рассматриваются как:

- поведения собственно нагрузки при переходных процессах и влияния этих процессов на работу потребителей (например, ухудшение качества продукции при изменении скорости двигателей во время изменения напряжения или частоты, мигание ламп при колебаниях напряжения и т.п.);
- влияния переходных процессов в нагрузке на режим системы в целом (например, самозапуск двигателей может привести к недопустимому снижению напряжения в системе и даже к нарушению ее устойчивости).

Кроме того, процессы, непрерывно происходящие в какой-либо нагрузке, могут оказывать неблагоприятное влияние на работу остальных потребителей системы. Слабые возмущения могут возникать под действием питающей энергетической системы (изменения напряжения и частоты), а также в результате изменений режимов работы самой СЭС и ее электроприемников (пуски мощных двигателей, колебания момента и перегрузки двигателей по условиям технологического процесса, изменение количества питающих линий, оперативные переключения в распределительной сети и т.п.) В таких условиях электроснабжения свойства и тип электроприемников узла нагрузки оказывают существенное влияние на его устойчивость.

Если узлы нагрузки по суммарной потребляемой мощности соизмеримы с мощностью, питающей ЭЭС или электрически удалены от источников энергии, то режим их работы при слабых возмущениях может оказаться неустойчивым.

Статическую устойчивость узла промышленной нагрузки обычно рассчитывают в такой последовательности:

- замещают узел нагрузки расчетной моделью и определяют ее параметры;
- выделяют существенные параметры и критерии устойчивости для данной схемы электроснабжения;
- оценивают предельный режим по критическим значениям существенных параметров и запасу устойчивости.

Замена реального узла нагрузки расчетной моделью (построение схемы замещения) при анализе статической устойчивости выполняется на основе сохранения тождества текущих показателей переходного процесса по действительным и эквивалентным параметрам.

Узел нагрузки с асинхронными двигателями адекватно замещают расчетной моделью в виде эквивалентного асинхронного двигателя, движение которого описывается теми же уравнениями, что и реальных двигателей. Погрешность зависит от способа его осуществления. Применяют следующие способы:

- усреднение параметров двигателей при одинаковом значении скольжения, исходя из допущения одинаковых скольжений реальных двигателей в одни и те же моменты переходного процесса;
- замещение по совпадению переходных процессов активной и реактивной мощностей, потребляемых группой реальных двигателей и их эквивалентом;
- замещение по сохранению пределов динамической устойчивости группы реальных двигателей и их эквивалента.

Выбор критерия замещения зависит от конечной цели поставленной задачи и требуемой точности ее решения. В приближенных оценочных расчетах можно использовать статистические параметры расчетной модели крупного узла нагрузки в виде эквивалентного асинхронного двигателя.

Разнотипность синхронных двигателей в узлах нагрузки небольшая, что позволяет учитывать их по фактическим параметрам и параметрам нормального режима. Замещение больших и разнотипных по технологическому использованию групп синхронных двигателей выполняют отдельно по явно- и неявнополюсным двигателям ввиду различия их асинхронных характеристик, механических постоянных инерции и характеристик приводимых механизмов.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что относится к нагрузкам СЭС?
2. Что называют узлами нагрузки?
3. Как влияют нагрузки на устойчивость СЭС?
4. Как рассматриваются переходные процессы в узлах нагрузки?
5. Как рассчитывают статическую устойчивость узла нагрузки?

8. Устойчивость асинхронных двигателей

Схема замещения асинхронного двигателя приведена на рис.8.1. а. Для определения потребляемой асинхронным двигателем активной и реактивной мощности используем упрощенную схему замещения (рис. 8.1.б), в которой ветвь намагничивания, потребляющая относительно небольшой ток, вынесена на вход двигателя.

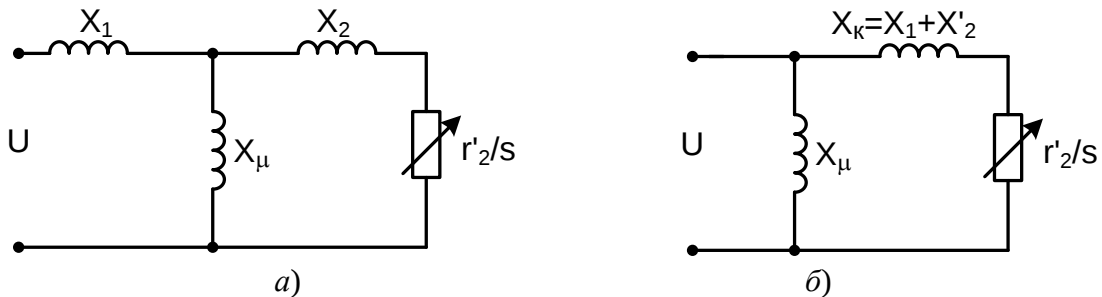


Рисунок 8.1– Схемы замещение асинхронного двигателя, питающегося от мощной системы: а) – исходная; б) – упрощенная

На упрощенной схеме замещения двигателя приняты обозначения:

x_{κ} – сумма индуктивного сопротивления обмотки статора x_1 и приведенного к статору индуктивного сопротивления обмотки ротора x'_2 ; x_{μ} – сопротивление ветви намагничивания; r'_2 – активное сопротивление ротора, приведенное к обмотке статора, при стоящем двигателе; $s = \frac{\omega_0 - \omega}{\omega_0} = \frac{n_0 - n}{n_0}$ –

скольжение ротора относительно поля статора; ω_0 и ω – синхронная частота вращения (частота вращения поля статора) и реальная частота вращения ротора (1/с); n_0 и n – механическая номинальная и реальная скорости вращения (об/мин).

Для схемы замещения (рис. 8.1 б) активная мощность, потребляемая двигателем, определяется выражением:

$$P = I^2 \frac{r'_2}{s} = \frac{U^2}{x_{\kappa}^2 + \left(\frac{r'_2}{s}\right)^2} \frac{r'_2}{s} = \frac{U^2 r'_2 s}{(r'_2)^2 + x_{\kappa}^2 s^2}. \quad (8.1)$$

Определим максимум этой характеристики, для чего приравняем к нулю производную от мощности по скольжению $\frac{dP}{ds} = 0$. Проведя

необходимые преобразования, получим:

$$P_{\max} = \frac{U^2}{2x_{\kappa}}, \quad \text{при} \quad s = s_{\text{кр}} = \frac{r'_2}{x_{\kappa}}, \quad (8.2)$$

где $s_{\text{кр}}$ – скольжение, соответствующее максимальной мощности (критическое скольжение).

Подставляя выражения для $P_{\max}$ и $s_{\text{кр}}$ в (8.1), получим известную из теории электрических машин формулу Клосса:

$$P = \frac{2P_{\max}}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s}}. \quad (8.3)$$

Эта формула, полученная в первой половине XX века, справедлива для двигателей с однослойной обмоткой, которые сейчас практически не выпускаются. Для современных двигателей более экономичной более сложной конструкции в эту формулу вводят ряд поправочных коэффициентов.

Реактивная мощность, потребляемая двигателем, определяется выражением

$$Q = I^2 x_k + I_\mu^2 x_\mu = \frac{U^2}{x_k^2 + \left(\frac{r_2'}{s}\right)^2} x_k + \left(\frac{U}{x_\mu}\right)^2 x_\mu = \frac{U^2 x_k s^2}{(r_2')^2 + x_k^2 s^2} + \frac{U^2}{x_\mu} = Q_s + Q_\mu. \quad (8.4)$$

Таким образом, реактивная мощность, потребляемая двигателем из сети, состоит из двух составляющих: первая Q_s отражает зависимость реактивной мощности рассеяния от напряжения и скольжения, вторая Q_μ – зависимость реактивной мощности намагничивания от напряжения.

Мощность Q_s при уменьшении напряжения увеличивается за счет более заметного увеличения скольжения. При скольжении больше критического ($s > s_{\text{кр}}$ $\approx 0,2$), что имеет место при напряжении $(0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}}$, двигатель интенсивно затормаживается и останавливается (опрокидывается).

Мощность Q_μ при изменении напряжения изменяется по квадратичной зависимости (рис. 8.2).

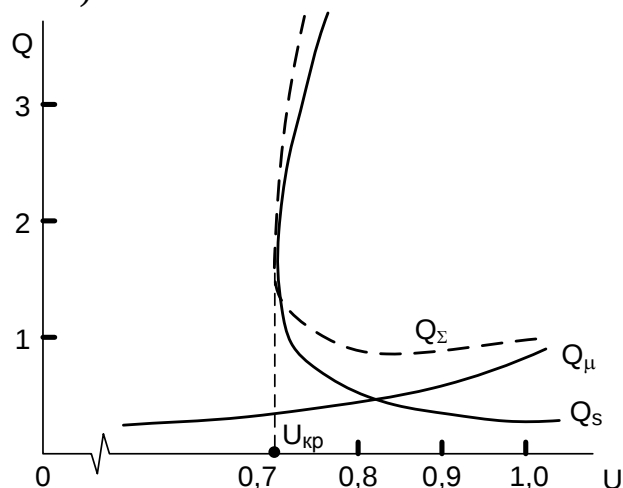


Рисунок 8.2– Характеристики реактивной мощности асинхронного двигателя

На основании (8.1) построим характеристику мощности (момента) асинхронного двигателя (рис. 8.3). Рассмотрим случай, когда момент сопротивления механизма не зависит от скорости вращения двигателя. В этом случае характеристика механизма будет изображаться прямой, параллельной оси абсцисс.

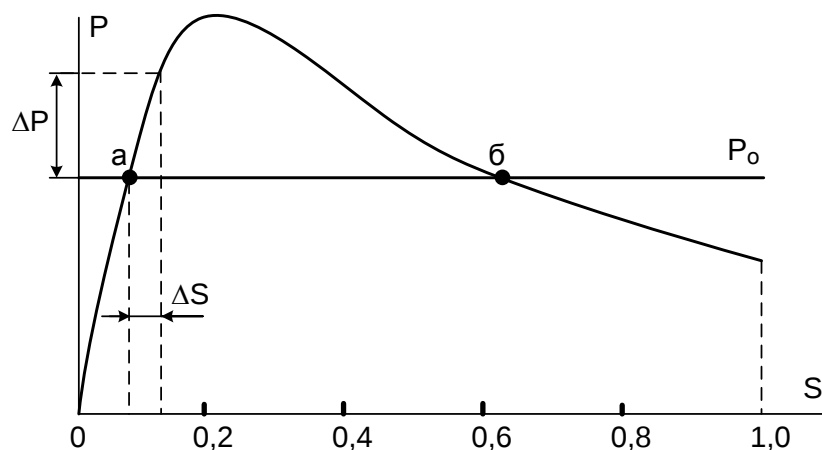


Рисунок 8.3– Режимы работы асинхронного двигателя:
а – устойчивый; б – неустойчивый

Способность двигателя самостоятельно возвращаться к исходному режиму работы после малых возмущений называют **статической устойчивостью двигателя**. Определим практические критерии статической устойчивости двигательной нагрузки.

Рассмотрим характеристики системы асинхронный двигатель – механизм. В этой системе вращающий электромагнитный момент создаётся двигателем, а механический момент сопротивления – приводимым в движение механизмом.

Точки пересечения характеристик двигателя и механизма являются точками, где возможен установившийся режим, так как действующие на валу агрегата моменты уравновешены. Однако только в одной из этих точек режим системы будет устойчив.

Предположим, что при работе системы в точке а двигатель по какой-либо причине притормозился (рис. 8.3), то есть произошло небольшое увеличение скольжения. Тогда электромагнитная мощность возрастёт, двигатель ускорится, скольжение уменьшится, и система вернется к режиму в точке а.

Иное положение создаётся при работе в точке б. Здесь любое малое возмущение вызовет либо торможение вплоть до остановки, либо переход в режим, соответствующий точке а.

Из всех режимов, лежащих левее и ниже точки а и левее, и выше точки б, двигатель будет стремиться перейти в точку устойчивого равновесия а. Из режимов, лежащих правее и ниже точки б, двигатель будет стремиться в сторону увеличения скольжения (уменьшения скорости) вплоть до полной остановки.

Отсюда можно сделать вывод, как и в случае синхронного двигателя, что все режимы, соответствующие точкам, лежащим на восходящей части характеристики двигателя, могут быть реализованы, все режимы на нисходящей части неустойчивы. **Условие устойчивой работы** можно записать в виде:

$$\frac{dP}{ds} > 0. \quad (8.5)$$

При $\frac{dP}{ds} = 0$ имеем граничный режим, при $\frac{dP}{ds} < 0$ режим работы будет неустойчивым.

Таким образом, режим работы асинхронного двигателя устойчив, если производная от мощности двигателя по скольжению больше нуля. Этот критерий удобно применять для анализа режимов, связанных с увеличением нагрузки двигателя.

Однако нарушение статической устойчивости может произойти и при снижении напряжения питания.

Характеристики асинхронного двигателя при разных величинах напряжения на его зажимах показаны на рис. 8,4. Приводимый во вращение механизм имеет не зависящую от скорости вращения характеристику.

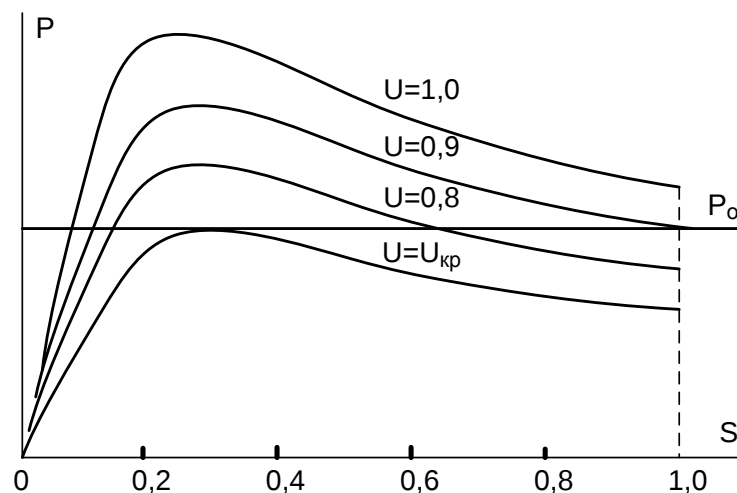


Рисунок 8.4– Характеристики мощности асинхронного двигателя и механизма

При снижении напряжения на зажимах двигателя увеличивается скольжение, двигатель начинает тормозиться, но мощность, развиваемая двигателем, остается неизменной до тех пор, пока максимальная электромагнитная мощность не станет равной мощности механизма (напряжение, соответствующее такому режиму, называют **критическим** $U_{кр}$). Как только это случится, двигатель будет тормозиться до полной остановки (опрокинется), поскольку мощность двигателя окажется меньше мощности механизма.

Условие нарушения устойчивой работы можно в этом случае записать в виде (см. рис. 8.2.)

$$\frac{dQ_{\Sigma}}{dU} = -\infty. \quad (8.6)$$

В соответствии с (8.1) зависимость $P(U)$ имеет квадратичный характер, поэтому снижение максимума активной мощности двигателя при снижении напряжения превосходит в относительных единицах снижение напряжения.

Изменения активной и реактивной мощностей асинхронного двигателя при снижении напряжения на его зажимах хорошо видны на рис. 8.5.

Активная мощность не изменяется вплоть до момента опрокидывания (при этом незначительно возрастает скольжение). Реактивная мощность в процессе опрокидывания двигателя резко увеличивается. После остановки двигателя суммарная реактивная мощность при снижении напряжения уменьшается.

Рассмотрим режимы работы двигателя на границе устойчивости. При равенстве максимальной мощности двигателя $P_{\max}$ и мощности механизма P_0 происходит опрокидывание двигателей, т. е. нарушение их устойчивой работы. Этот процесс начинается при равенстве нулю производной $\frac{dP}{ds} = 0$. Как было

показано выше, $P_{\max} = \frac{U^2}{2x_k}$.

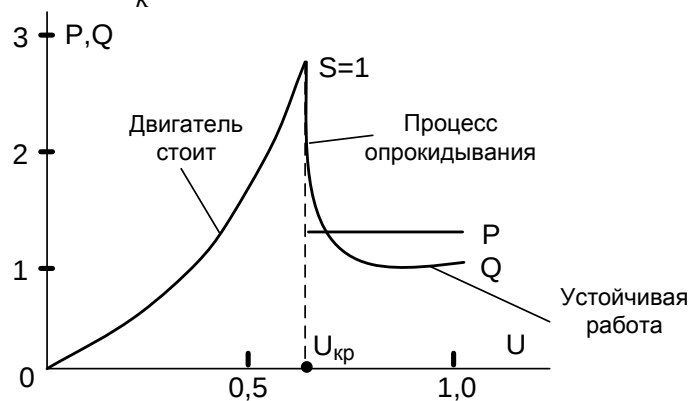


Рисунок 8.5 – Изменения активной и реактивной мощностей асинхронного двигателя при изменении напряжения

При критическом напряжении $P_{\max} = P_0$. Тогда из (8.2):

$$U_{кр} = \sqrt{2P_0 x_k} . \quad (8.7)$$

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Статическая устойчивость асинхронного двигателя это ...?
2. Условие устойчивой работы асинхронного двигателя?
3. Что такое критическое напряжение?

9. Характеристики нагрузки

Узлом нагрузки называется совокупность потребителей электроэнергии, подключенных к центру питания, под которым понимаются шины источника (станции, подстанции) различного напряжения 0,4; 6; 10 кВ и т. д. Для выполнения расчетов устойчивости узлов нагрузки необходимо знать их характеристики.

В узлах нагрузки сосредоточены различные потребители: освещение, двигатели, обогреватели, преобразователи и пр. Вся нагрузку можно разделить на **двигательную** и **статическую**. У двигательной нагрузки могут возникать проблемы с устойчивостью работы, у статической нагрузки таких проблем

нет. Однако статическая нагрузка оказывает влияние на переходные процессы и знание её характеристик также необходимо.

Различают статические и динамические характеристики нагрузки. **Статические характеристики** – зависимости, проявляющиеся в установившихся режимах, при медленных изменениях режима. **Динамические характеристики** проявляются при быстрых изменениях параметров режима.

Для расчетов режимов и устойчивости электрических систем обычно используют статические характеристики нагрузки – зависимости активной и реактивной мощностей нагрузки от напряжения и частоты питающей сети:

$$P_n = F(U, f); \quad Q_n = F(U, f). \quad (9.1)$$

Статические характеристики узла нагрузки можно получить расчетным или экспериментальным путем. Трудность определения характеристик расчетным путем состоит в получении достоверных исходных данных.

При экспериментальном определении характеристик в узле нагрузки должны изменяться напряжение и частота. Значения P и Q при этом фиксируются с помощью приборов через минуту после каждого изменения параметров режима. Понятно, что такие эксперименты в реальных условиях проводить достаточно сложно.

Статическая характеристика активной мощности асинхронного двигателя описывается выражением (8.1), статическая характеристика реактивной мощности асинхронного двигателя – выражением (8.4).

Изменение характеристик при «опрокидывании» асинхронного двигателя показано на рис. 8.5.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что такое узел нагрузки?
2. На какие составляющие делится нагрузка?
3. Чем различаются статическая и динамическая характеристики нагрузки?

10. Характеристики синхронных двигателей

Статические характеристики активной и реактивной мощности синхронного двигателя описывается выражениями:

$$P = \frac{EU \sin \delta}{x_q}. \quad (10.1)$$

$$Q = \frac{-U^2 + EU \cos \delta}{x_q}. \quad (10.2)$$

Изменение характеристик при «опрокидывании» синхронного двигателя показано на рис. 10.1. Из рисунка видно, что активная мощность синхронного двигателя держится постоянной до тех пор, пока двигатель при снижении напряжения не выйдет из синхронизма. Этот момент наступает, когда максимальная мощность двигателя становится равной механической

$P_{\max} = P_0$ (напряжение при этом называют критическим). После выпадения двигателя из синхронизма его активная мощность падает.

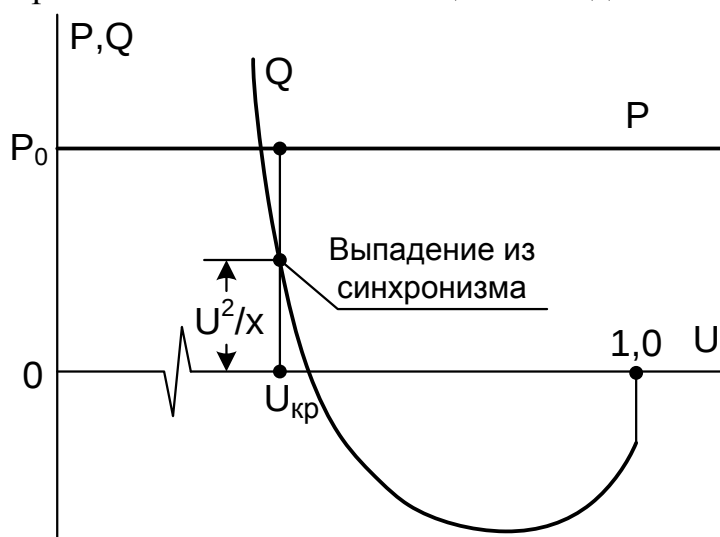


Рисунок 10.1– Изменения активной и реактивной мощностей синхронного двигателя при изменении напряжения на его зажимах

Синхронный двигатель, работая в нормальном режиме, обычно выдает реактивную мощность в сеть. При снижении напряжения выдача мощности сначала увеличивается, но затем начинает уменьшаться, проходит через нуль и двигатель, выпав из синхронизма, потребляет реактивную мощность из сети.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Какое напряжение для синхронного двигателя называют критическим?
2. Как изменяются характеристики синхронного двигателя при «опрокидывании»?
3. Поясните ситуацию «выпадения из синхронизма» синхронного двигателя.

11. Характеристики комплексной нагрузки

Характеристики различных статических нагрузок приведены на рис. 11.1. Поскольку в узел нагрузки входят различные электроприёмники, в расчетах используют характеристики комплексной нагрузки. Такие интегральные характеристики комплексной нагрузки показаны на рис. 11.2.

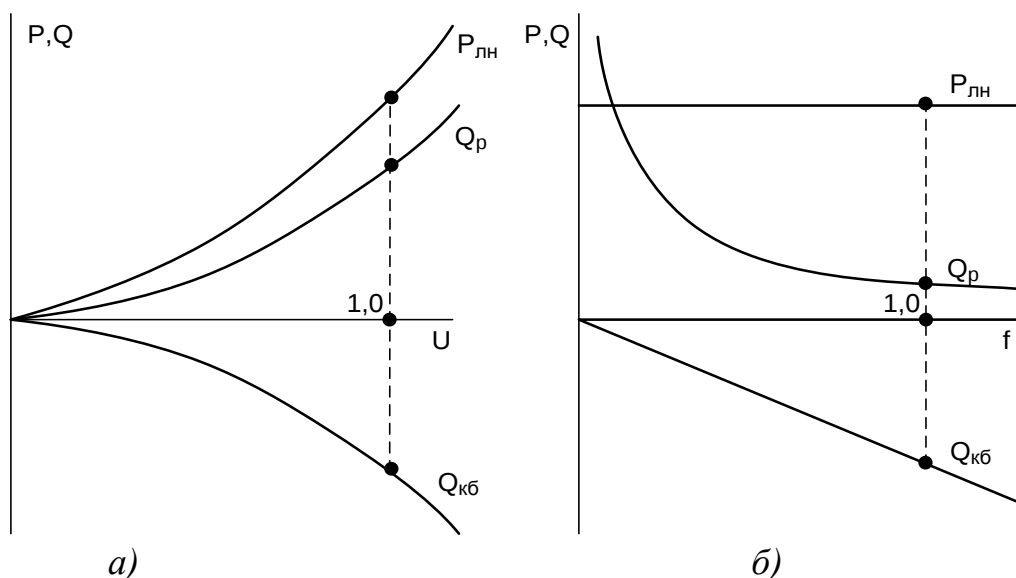


Рисунок 11.1– Характеристики ламп накаливания (ЛН), реакторов (Р), конденсаторных батарей (КБ), по напряжению (а) и частоте (б)

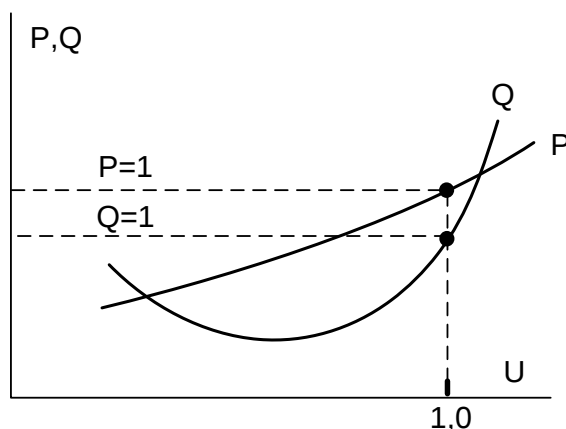


Рисунок 11.2– Статические характеристики комплексной нагрузки

Видно, что зависимость $Q = f(U)$ напоминает ту же кривую для асинхронного двигателя. Это показывает то, что в составе комплексной нагрузки преобладает асинхронная нагрузка.

Изменения мощности, потребляемой нагрузкой, при малых изменениях напряжения и частоты могут быть представлены уравнениями в приращениях:

$$\begin{aligned}\Delta P_H &= \frac{\partial P}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \cdot \Delta f, \\ \Delta Q_H &= \frac{\partial Q}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \cdot \Delta f.\end{aligned}\tag{11.1}$$

Величины производных $\frac{\partial P}{\partial U} = a_U$, $\frac{\partial Q}{\partial U} = b_U$, $\frac{\partial P}{\partial f} = a_f$, $\frac{\partial Q}{\partial f} = b_f$ называют

регулирующими эффектами нагрузки по напряжению и частоте. Они характеризуют наклон характеристик нагрузки в заданной точке режима. Регулирующие эффекты нагрузки при медленных изменениях напряжения и

частоты вблизи их номинальных значений составляют (в относительных единицах):

$$\begin{aligned} a_U &= 0,3 \div 0,5; \\ a_f &= 1,5 \div 3,0; \\ b_U &= 1,5 \div 3,5; \\ b_f &= 1,0 \div 6,0. \end{aligned} \quad (11.2)$$

Накопленные знания об электрических нагрузках позволяют составить их математическое описание. Как оказывается (если считать частоту сети постоянной), нагрузки могут быть представлены тремя способами:

- постоянством мощности $S_H = P_H + jQ_H = \text{const}$ (рис. 11.3, а);
- постоянством сопротивления $Z_H = R_H + jX_H = \text{const}$ (рис. 11.3, б);
- естественными статическими характеристиками (рис. 11.3, в).

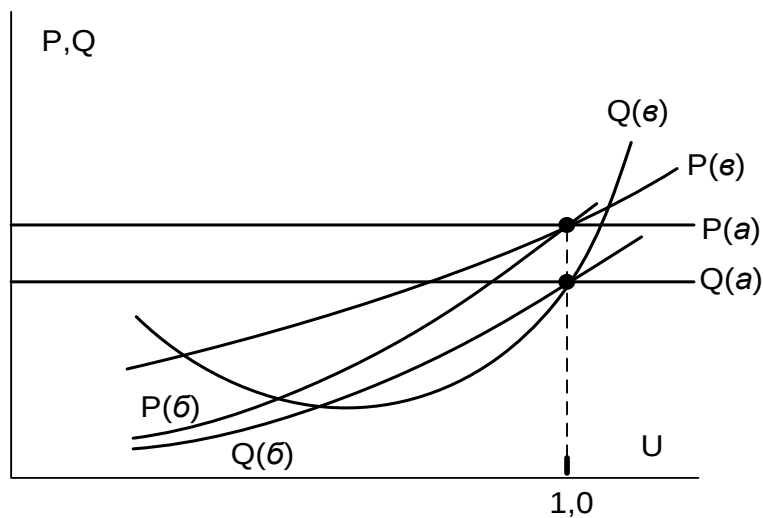


Рисунок 11.3– Статические характеристики комплексной нагрузки при ее представлении: а – постоянством мощности, б – постоянством сопротивления, в – естественными характеристиками

Если нагрузки заданы номинальными мощностями $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$, то сопротивление нагрузки может быть вычислено по формулам

$$Z_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} (P_{\text{ном}} + jQ_{\text{ном}}) \text{ или } Z_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} (\cos \varphi_{\text{ном}} + j \sin \varphi_{\text{ном}}). \quad (11.3)$$

Очевидно, что последний способ представления нагрузок дает наиболее достоверные результаты расчетов, так как эти характеристики получены без всяких допущений и отражают свойственную нагрузке реакцию на изменение напряжения.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Как могут быть представлены нагрузки?
2. Что называют регулируемыми эффектами нагрузки по напряжению и частоте?
3. Как определяют сопротивление нагрузки?

12. Характеристики приводимых механизмов

Поведение системы двигатель-механизм в переходном процессе после возмущения определяется взаимодействием электромагнитного момента двигателя и момента сопротивления механизма. Момент сопротивления, создаваемый механизмом, в общем виде зависит от угловой скорости вращения ω :

$$M_C = M_{TP} + (k \cdot M_{НОМ} - M_{TP}) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma, \quad (12.1)$$

где M_{TP} – момент трения; k – коэффициент загрузки; $M_{НОМ}$ – номинальный момент; γ – показатель, характеризующий данный механизм; $\omega_0 = 2\pi f = 314$ рад/с.

Если двигатель без редуктора приводит во вращение механизм, угловые скорости механизма и двигателя равны. В этом случае можно записать:

$$M_C = M_{TP} + (k \cdot M_{НОМ} - M_{TP}) \cdot (1-s)^\gamma. \quad (12.2)$$

Рассмотрим характеристики различных механизмов:

При $\gamma = 0$ момент сопротивления $M_C = kM_{НОМ}$ не зависит от скольжения (рис. 12.1, зависимость а). Такую характеристику имеют такие механизмы, как шаровые мельницы, транспортеры, поршневые компрессоры и др.

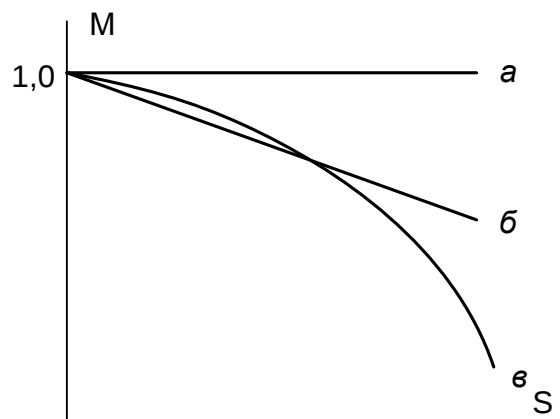


Рисунок 12.1– Характеристики различных механизмов

При $\gamma = 1$ момент сопротивления:

$$M_C = kM_{НОМ}(1-s) + M_{TP}s, \quad (12.3)$$

пропорционален скорости вращения (скольжению) агрегата (рис. 12.1 зависимость б). Такую характеристику имеет, в частности, генератор постоянного тока, работающий на постоянную нагрузку.

При $\gamma = 2$ момент сопротивления:

$$M_C = M_{TP} + (kM_{НОМ} - M_{TP})(1-s)^2 = f(s^2). \quad (12.4)$$

имеет квадратичную зависимость от скольжения (рис. 12.1 зависимость в). Такую характеристику имеют вентиляторы, дымососы, центробежные насосы, гребные валы и т.п. и ее называют характеристикой вентиляторного типа.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. От чего зависит момента сопротивления механизма?
2. Чем определяются характеристики механизмов?
3. Поясните характеристику вентиляторного типа

13. Влияние режима электрической системы на режим нагрузки

Качество работы электрической системы определяется двумя показателями: частотой системы и напряжениями в узлах нагрузки. Частота, поддерживаемая в системе на заданном уровне, зависит от баланса активных мощностей, уровни напряжения в узлах – от баланса реактивных мощностей. Нарушение баланса по активной мощности приводит к изменению частоты, по реактивной – к изменению напряжений.

Наиболее часто встречаются случаи, когда из-за увеличения нагрузок снижается напряжение в узлах. Медленное снижение напряжения вызывает изменение потребляемой нагрузками мощности в соответствии с их статическими характеристиками. Вблизи нормального режима практически все нагрузки имеют **положительный регулирующий эффект** реактивной мощности по напряжению, то есть уменьшают потребление реактивной мощности при уменьшении напряжения. Это восстанавливает баланс по реактивной мощности при небольшом снижении напряжения и таким образом стабилизирует режим.

При уменьшении напряжения асинхронные двигатели увеличивают скольжение, не меняя активной мощности. У синхронных двигателей изменяется положение ротора относительно синхронной оси, увеличивается угол δ , активная мощность не меняется. Так продолжается до тех пор, пока напряжение не станет таким, при котором максимальная развиваемая двигателем мощность P_m станет равной мощности нагрузки P_o . В этом состоянии двигатели устойчиво работать не могут и, как говорят, опрокидываются: асинхронные тормозятся вплоть до остановки, синхронные двигатели выпадают из синхронизма. Напряжение, при котором опрокидываются двигатели, называется критическим напряжением $U_{кр}$.

Как только двигатели опрокинутся и начнут тормозиться, увеличивается потребление ими реактивной мощности (**отрицательный регулирующий эффект**) и напряжение на зажимах двигателей начинает резко падать, так как увеличивается падение напряжения питающей сети. Если двигатели не будут отключены от сети, может возникнуть так называемая «**лавина напряжения**», то есть резкое, лавинообразное снижение напряжения на шинах нагрузки. Лавина напряжения наступает, как правило, при снижении напряжения до 65-70 % от номинального значения.

Остановка двигателей, оставшихся подключенными к сети, приводит к повреждению изоляции обмоток из-за перегрева, так как в обмотках остановленного двигателя протекает ток по величине, равный пусковому.

В настоящее время двигатели подключаются к питающей сети через автоматические коммутирующие аппараты (магнитные пускатели,

автоматические выключатели и др.), которые реагируют на увеличение тока и отключают двигатели от сети. Поэтому в реальных условиях возникновение лавины напряжения маловероятно, но снижение напряжения может привести к нарушению технологического процесса и соответственно к большим материальным убыткам.

При возникновении дефицита активной мощности частота в электрической системе снижается. Влияние изменения частоты на условия опрокидывания асинхронных двигателей можно проследить по зависимостям (8.2):

$$s_{кр} = \frac{r_2'}{x_k}, \quad P_{\max} = \frac{U^2}{2x_k}.$$

Учитывая зависимость индуктивного реактивного сопротивления от частоты $x = \omega L$, видим, что при уменьшении частоты увеличиваются критическое скольжение $s_{кр}$ и максимальное значение мощности двигателя $P_{\max}$, что приводит к увеличению диапазона устойчивой работы двигателя (рис. 13.1).

Реактивная мощность, потребляемая асинхронным двигателем (7.4), имеет две составляющие: мощность рассеяния Q_s и мощность намагничивания Q_μ . Учитывая, что $P = \omega M$, и принимая, что $M = \text{const}$, получим $I^2 \equiv \omega$. Тогда $Q_s \equiv \omega^2$, а $Q_\mu \equiv \frac{1}{\omega}$.

Отсюда видно, что при снижении частоты составляющая Q_s уменьшается, а составляющая Q_μ , напротив, возрастает (рис. 13.2).

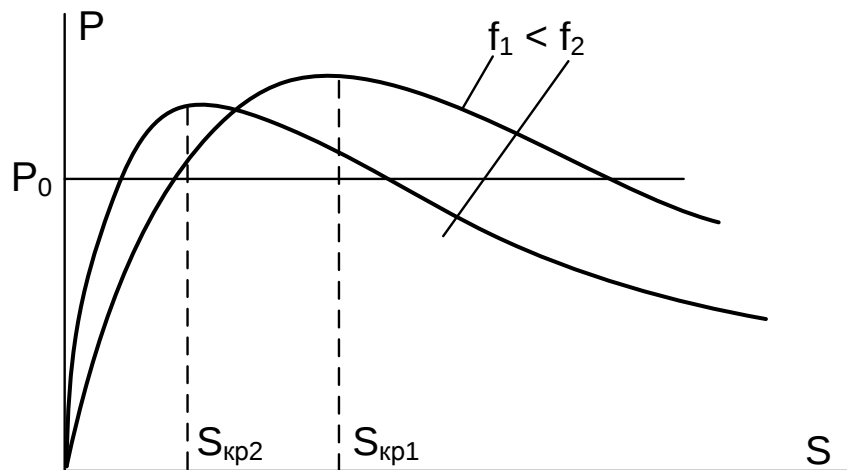


Рисунок 13.1– Влияние изменения частоты на работу асинхронных двигателей

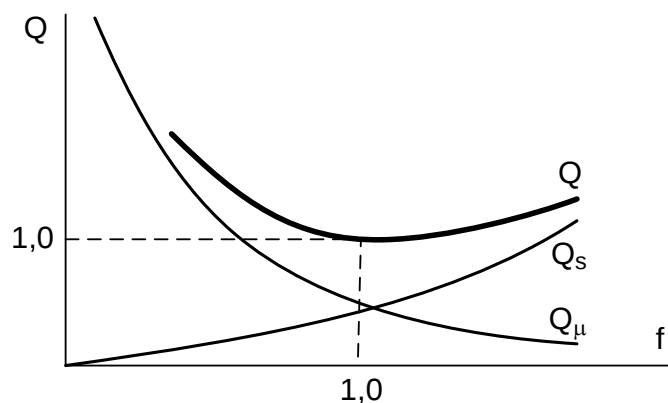


Рисунок 13.2– Изменение реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем, и ее составляющих при изменении частоты сети

Соотношение между этими двумя составляющими таково, что при небольшом снижении частоты уровень устойчивости двигателей растёт. Однако при значительном снижении частоты потребление реактивной мощности увеличивается, что может привести к существенному снижению напряжения в питающей сети и стимулировать развитие лавины напряжения.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что такое положительный регулирующий эффект реактивной мощности?
2. Что такое отрицательный регулирующий эффект?
3. Объясните понятие «лавины напряжения».

14. Практические критерии статической устойчивости нагрузки

Практический критерий статической устойчивости простейшей электрической системы был сформулирован выше: режим электропередачи статически устойчив, если производная мощности P по углу δ больше нуля.

Статическая устойчивость узла нагрузки определяется прежде всего свойствами двигательной нагрузки – свойствами синхронных и асинхронных двигателей, так как именно их работа может быть нарушена в результате возмущений нормального режима. Статическая нагрузка (освещение, преобразователи, электрические печи, электросварка и др.) после устранения возмущения обычно восстанавливает исходный режим работы. Двигательная нагрузка в ряде случаев восстановить свой исходный режим без специальных мер не может.

Устойчивость нагрузки можно оценить, используя уже известные нам статические характеристики нагрузки, из которых видно, что при снижении напряжения реактивная мощность сначала уменьшается, а потом начинает возрастать. Уменьшение реактивной мощности объясняется уменьшением тока намагничивания двигателей. Последующее увеличение потребляемой мощности при снижении напряжения обусловлено увеличивающимся скольжением двигателей.

Если обратиться к схеме замещения асинхронного двигателя, можно видеть, что при резком увеличении скольжения, которое происходит при остановке двигателя, сопротивление r'_2/s увеличивается, что ведет к возрастанию тока в цепи рассеяния. Точка, в которой $\frac{dQ}{dU} = -\infty$, соответствует моменту опрокидывания двигателя.

При питании нагрузки от шин постоянного напряжения E через линию сопротивлением x_{BH} (рис. 14.1), то признаком нарушения устойчивости будет соотношение:

$$\frac{dQ}{dE} = -\infty. \quad (14.1)$$

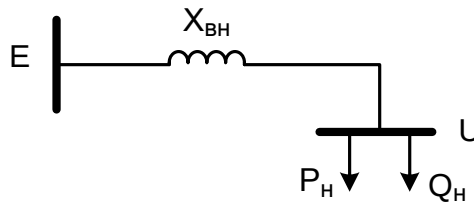


Рисунок 14.1– Схема замещения при питании нагрузки от одного источника

Приблизительно связь между U и E может быть представлена в виде:

$$U = E - \frac{Qx_{BH}}{E}. \quad (14.2)$$

Дифференцируя по E , получим:

$$\frac{dU}{dE} = 1 - \frac{\frac{dQ}{dE}Ex_{BH} - Qx_{BH}}{E^2}. \quad (14.3)$$

Отсюда при $\frac{dQ}{dE} = -\infty$ имеем $\frac{dU}{dE} = \infty$ или $\frac{dE}{dU} = 0$. Следовательно, равенство $\frac{dE}{dU} = 0$ соответствует моменту опрокидывания двигателей. До момента опрокидывания $\frac{dE}{dU} > 0$.

Таким образом, **критерий устойчивости комплексной нагрузки** можно сформулировать как положительность производной от ЭДС источника питания по напряжению в узле нагрузки:

$$\frac{dE}{dU} > 0. \quad (14.4)$$

Рассматриваемый критерий используется обычно для расчётов устойчивости нагрузки, получающей питание от одного источника. Задаваясь различными значениями напряжения на нагрузке U , определяют по статическим характеристикам нагрузки величины P_H и Q_H . Затем подсчитывают ЭДС E источника питания и строят характеристику $E=f(U)$

(рис.14.2). Минимум характеристики (при $\frac{dE}{dU} = 0$) даёт значение критического напряжения комплексной нагрузки $U_{кр}$.

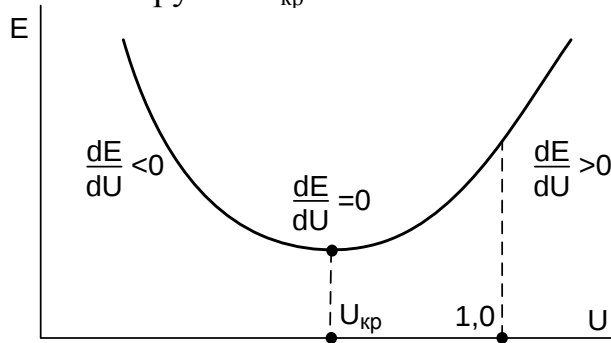


Рисунок 14.2 – Определение $U_{кр}$ с помощью критерия $\frac{dE}{dU} > 0$.

В тех случаях, когда комплексная нагрузка питается от нескольких источников удобнее использовать другой критерий устойчивости.

На рис. 14.3, показаны зависимости суммарной реактивной мощности, генерируемой различными источниками $Q_{\Sigma Г}$, и суммарной реактивной мощности, потребляемой нагрузкой $Q_{\Sigma Н}$, от напряжения на нагрузке U .

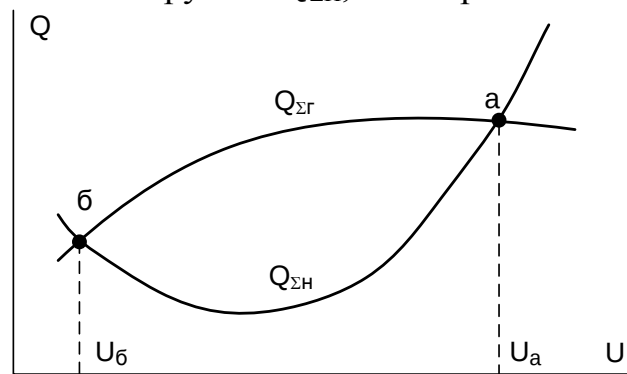


Рисунок 14.3– Статические характеристики реактивных мощностей генераторов $Q_{\Sigma Г}$ и нагрузки $Q_{\Sigma Н}$.

Зависимость суммарной реактивной мощности, потребляемой нагрузкой, от шин с напряжением U представляет собой обычную статическую характеристику $Q_H = f(U)$. Характеристика $Q_{\Sigma Г} = f(U)$ вычисляется при неизменных ЭДС источников в зависимости от напряжения на нагрузке и при условии, что суммарная активная мощность источников изменяется в соответствии с активной мощностью нагрузки $P_{\Sigma Г} = P_{\Sigma Н}$, причём последняя следует за напряжением по статической характеристике $P_H = f(U)$.

Построенные характеристики имеют две точки пересечения (точки a и b на рис. 14.3). В этих точках баланса реактивных мощностей источников и нагрузки возможны установившиеся режимы. Однако только в точке a режим является устойчивым, режим в точке b неустойчив, что легко обнаружить, создавая малые возмущения в режимах, соответствующих этим точкам.

Если изобразить зависимость $\Delta Q = Q_{\Sigma Г} - Q_{\Sigma Н} = f(U)$, показанную на рис. 14.4, то можно видеть, что при устойчивом режиме работы $\frac{d\Delta Q}{dU} < 0$, при неустойчивом $\frac{d\Delta Q}{dU} > 0$.

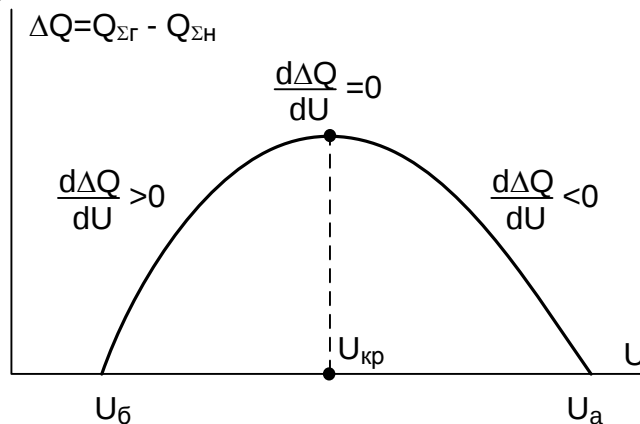


Рисунок 14.4– Определение $U_{кр}$ с помощью критерия устойчивости $\frac{d\Delta Q}{dU} < 0$

Границей устойчивости будет равенство $\frac{d\Delta Q}{dU} = 0$, соответствующее критическому напряжению $U_{кр}$.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Как оценивают устойчивость нагрузки?
2. Сформулируйте критерий устойчивости комплексной нагрузки.
3. Критерий устойчивости нагрузки при питании ее от нескольких источников.

15. Устойчивость нагрузки при больших возмущениях

Нарушить устойчивость СЭС могут резкие изменения ее режима:

- аварии и перегрузки в распределительных или питающих сетях, когда в начальный момент времени t_0 напряжение резко уменьшается со значения U_0 до U_1 , а затем через время t_1 вновь восстанавливается до значения U_0 (рис. 15.1 а);
 - отключение узла нагрузки с последующим включением его через время t_1 , когда в течение времени от t_0 до t_1 наступает перерыв в электроснабжении потребителей ($U_1 = 0$);
 - изменение момента сопротивления при увеличении нагрузки на приводимом двигателем механизме с последующим восстановлением прежнего момента $M_{ст.0}$ через время t_1 (рис. 15.1 б).
- процессы, возникающие при АПВ и при АВР;
 - пуск двигателей;
 - самозапуск двигателей.

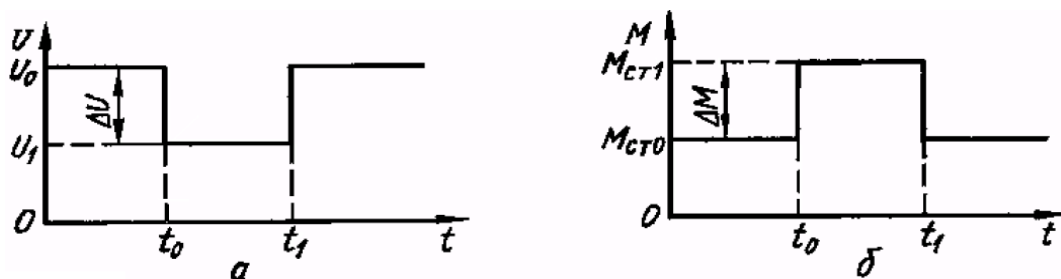


Рисунок 15.1– Изменение режима работы СЭС при снижении напряжения и увеличении момента сопротивления.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Какие резкие изменения режима СЭС могут нарушить ее устойчивость?

16. Самозапуск асинхронных и синхронных двигателей

Самозапуск – это процесс восстановления нормальной работы двигателей после кратковременного отключения питающего напряжения. Самозапуск применяют для повышения устойчивости и надежности электроснабжения наиболее ответственных установок при кратковременных снижениях или отключениях напряжения источника питания.

При отключении напряжения питания наступает режим свободного или группового (если в самозапуске будут участвовать несколько двигателей) выбега. Перерыв питания должен быть таким, чтобы к моменту восстановления питания частота вращения самозапускаемых двигателей была больше нуля, и значение остаточного напряжения на зажимах электроприемников должно быть таким, чтобы вращающий момент электродвигателей превышал статический момент сопротивления механизмов. Для этого иногда приходится в режиме самозапуска оставлять включенными только часть электродвигателей наиболее ответственных механизмов. Электродвигатели, самозапуск которых недопустим по условиям технологии или техники безопасности, обязательно должны отключаться защитой.

По условиям самозапуска электроприемники делятся на две группы:

1. Электроприемники с постоянным моментом сопротивления. Двигатели этих приемников при кратковременном перерыве в электроснабжении быстро теряют частоту вращения и медленно разгоняются (шаровые мельницы, конвейеры, прокатные станы и т.п.). Для обеспечения самозапуска приводов таких электроприемников необходимо, чтобы после восстановления напряжения двигатель обладал моментом, равным $(0,8 - 0,9) M_{ном}$, а время перерыва в электроснабжении должно быть сокращено до минимума, чтобы не произошло значительного снижения частоты вращения.

2. Электроприемники, обладающие вентиляторными механическими характеристиками (центробежные насосы, вентиляторы, центрифуги и т.д.). Самозапуск двигателей этой группы электроприемников обеспечивается

легче, поскольку их момент сопротивления уменьшается с уменьшением частоты вращения.

Практическая задача самозапуска состоит в том, чтобы не допустить массового отключения электродвигателей и обеспечить бесперебойную работу электроприемников.

Для выявления возможности самозапуска АД необходимо проверить, достаточен ли момент вращения двигателя для самозапуска (при пониженном напряжении), и установить значение дополнительного нагрева двигателя, вызванного удлинением времени разгона. При расчете самозапуска необходимо определить: выбег за время нарушения электроснабжения; напряжение и избыточный момент в начале самозапуска; время разгона и дополнительный нагрев двигателей. Допустимое время и скольжение к моменту самозапуска может быть найдено путем численного интегрирования. Определение напряжения на двигателях производится на основании схем замещения.

Наиболее характерные схемы питания нагрузки, при которых осуществляется самозапуск, показаны на рис. 16.1 и 16.2.

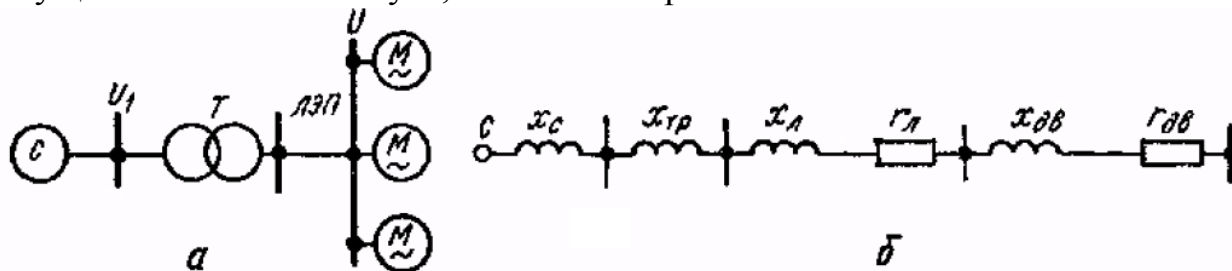


Рисунок 16.1. Схема питания двигательной нагрузки (а) и схема замещения (б).

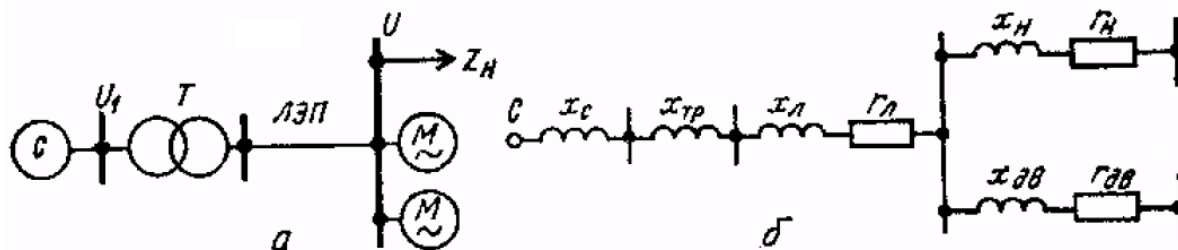


Рисунок 16.2– Схема питания смешанной нагрузки и схема замещения при расчете остаточного напряжения при самозапуске.

Для схемы, изображенной на рис. 16.1, а, напряжение на зажимах двигателей при самозапуске равно:

$$U = \frac{U_1 z_D}{\sqrt{(r_L + r_{ДВ})^2 + (x + x_{ДВ})^2}}, \quad (16.1)$$

где $z_D = \sqrt{r_D^2 + x_D^2}$, $x = x_c + x_{тр} + x_L$, r_D и x_D – соответственно эквивалентные активное и реактивное сопротивления двигателей, определенные при значении скольжения, соответствующем началу самозапуска, по схемам замещения двигателей.

Для схемы (рис. 16.2), в которой нагрузка представлена двигателями и постоянным сопротивлением z_H , напряжение при самозапуске равно:

$$U = \frac{U_1 z_{д.н.}}{\sqrt{(r_L + r_{1д.н.})^2 + (x + x_{1д.н.})^2}} \quad (16.2)$$

где

$$z_{д.н.} = \frac{z_D z_H}{z_D + z_H}.$$

Приближенно можно считать, что напряжение при самозапуске должно быть:

$$U \geq \frac{U_1 z_D}{z_D + x}. \quad (16.3)$$

При известном минимально допустимом напряжении самозапуска можно определить допустимое значение неотключаемой мощности двигателей. Сопротивление двигателя в момент самозапуска равно:

$$z_D = \left(\frac{S_6}{S_{сз}} \right) \left(\frac{U_{ном}^2}{U_6^2} \right) \quad (16.4)$$

где S_6 – базисная мощность; $U_{ном}$ – номинальное напряжение электродвигателя; $S_{сз}$ – расчетная мощность двигателя при номинальном напряжении и скольжении, соответствующем моменту самозапуска; U_6 – базисное напряжение. Величина $S_{сз}$ связана с номинальной мощностью двигателя соотношением:

$$S_{сз} = \frac{P_{ном} k_s}{\eta_{ном} \cos_{ном}}, \quad (16.5)$$

где k_s – кратность тока двигателя при скольжении, соответствующего началу самозапуска.

Минимально допустимое напряжение на зажимах двигателей ориентировочно определяется из условия возможности самозапуска следующим образом:

для механизмов с постоянным моментом сопротивления:

$$U^2 M_{д.мин} \geq 1,1 M_{мех}; \quad (16.6)$$

для механизмов с вентиляторной характеристикой момента сопротивления:

(16.7)

где $M_{д.мин}$ и $M_{д.макс}$ – минимальный и максимальный моменты вращения двигателя соответственно.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Что такое самозапуск?
2. По условиям самозапуска электроприемники делятся ...?
3. Как определяется минимально допустимое напряжение самозапуска?

17. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем

Для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем предусматривают различные мероприятия, реализуемые на стадии проектирования или вводимые дополнительно в процессе их эксплуатации.

Современная практика располагает разнообразными средствами, способствующими повышению устойчивости. Обеспечение нормативных требований к устойчивости электроэнергетических систем выполняется в основном путем:

- выбора конструкции и типа турбин, генераторов, трансформаторов, линий электропередачи и выключателей;
- усиления электрической сети;
- установки дополнительного оборудования: синхронных компенсаторов, реакторов, батарей статических конденсаторов и т. д.;
- выбора и оптимальной настройки устройств автоматики и релейной защиты;
- применения систем автоматического предотвращения нарушения устойчивости;
- изменения режима работы системы.

Выбор мероприятий по обеспечению устойчивости должен решаться на основе технико-экономических обоснований, так как достижение поставленных целей, как правило, возможно различными средствами. При этом необходимо стремиться к максимальному использованию возможностей автоматического управления и регулирования. Как показывает практика, это приводит к сокращению затрат, направленных на обеспечение требуемого уровня устойчивости.

Опыт реализации противоаварийных мероприятий, направленных на повышение устойчивости работы потребителей электроэнергии в переходных режимах, показывает, что их эффективность значительно повышается при одновременном и взаимно увязанном внедрении различных средств как во внешней, так и во внутренней частях системы электроснабжения. Удовлетворение требований потребителей к надежности систем электроснабжения только за счет мероприятий энергосистемы не всегда достаточно, экономично, а иногда по своей физической природе - невозможно.

Несмотря на все разнообразие мероприятий, направленных на повышение устойчивости электроэнергетических систем, их можно объединить в четыре основные группы.

I. Конструктивное улучшение параметров основных элементов электроэнергетической системы:

- снижение синхронного и переходного сопротивления синхронных машин и сопротивления рассеяния асинхронных машин;
- увеличение постоянной механической инерции электрических машин;

- использование демпферных обмоток в синхронных машинах;
- применение асинхронизированных и синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением;
- повышение напряжения и снижение индуктивного сопротивления линий электропередачи;
- применение управляемых и сверхпроводящих линий электропередачи;
- уменьшение индуктивного сопротивления трансформаторов и заземление их нейтралей через активное и реактивное сопротивления;
- использование быстродействующих выключателей.

II. Дополнительные средства повышения устойчивости:

- применение емкостной продольной компенсации индуктивного сопротивления электропередач батареями статических конденсаторов;
- использование вставок постоянного или переменного тока;
- установка на подстанциях синхронных и асинхронных компенсаторов, управляемых источников реактивной мощности;
- использование шунтирующих и токоограничивающих управляемых реакторов;
- применение электрического или механического торможения генераторов.

III. Повышение устойчивости средствами автоматики:

- применение автоматических регуляторов возбуждения синхронных машин (пропорционального или сильного действия, комбинированных и т. п.);
- использование быстродействующих защит и противоаварийной автоматики;
- применение автоматического регулирования или аварийной разгрузки турбин;
- использование форсировки возбуждения синхронных машин;
- использование трехфазного или пофазного автоматического повторного включения оборудования;
- применение автоматического ввода резерва генерирующей мощности и оборудования;
- использование устройств ресинхронизации синхронных машин.

IV. Мероприятия эксплуатационного характера:

- выбор схемы соединения и режима системы с учетом требований устойчивости;
- обеспечение резервов активной и реактивной мощностей;
- управление переходными процессами с применением вычислительной техники;
- непрерывный диагностический контроль состояния оборудования электроэнергетической системы;
- отключение части синхронных машин в аварийных режимах;

- регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;
- отключение части потребителей при возникновении аварийных дефицитов активной и реактивной мощности в системе;
- разделение системы на несинхронно работающие части и ресинхронизация синхронных машин при возникновении асинхронного хода;
- использование самозапуска синхронных и асинхронных двигателей;
- регулирование коэффициента мощности синхронных машин;
- снижение напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной и реактивной мощности;
- отделение электростанций или части генераторов в аварийных режимах.

Мероприятия I группы осуществляются путем конструктивных изменений параметров основных элементов, направленных на улучшение устойчивости и качества переходных процессов. Такие мероприятия должны быть предусмотрены на стадии проектирования новых элементов системы. После того как новые элементы системы разработаны и созданы, данные мероприятия, как правило, уже не могут быть осуществлены.

Группа II мероприятий получила название «дополнительные», поскольку они как бы дополняют основные элементы системы для обеспечения устойчивости. Кроме того, они могут быть установлены дополнительно в ходе эксплуатации энергосистем.

При внедрении мероприятий необходимо учитывать следующие условия и ограничения:

- изменение параметров основных элементов не должно приводить к ухудшению нормального режима работы системы и его экономичности;
- применение устройства для улучшения устойчивости должно сопровождаться сопоставлением его стоимости и ущерба от нарушения того вида устойчивости, для которого оно предназначено.

При выборе мероприятия по повышению устойчивости необходима технико-экономическая оценка предлагаемого варианта.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Как выполняется обеспечение нормативных требований к устойчивости электроэнергетических систем?
2. Назовите основные группы мероприятий направленные на повышение устойчивости электроэнергетических систем.

18. Понятие надежности и живучести системы

Обеспечение надежности является одной из важнейших проблем при создании и эксплуатации любой технической системы. Особенно актуальна она для сложных систем, таких как системы электроснабжения, состоящих из большого числа элементов и имеющих обширные внутренние и внешние связи.

Задача обеспечения надежности систем электроснабжения включает в себя целый комплекс технических, экономических и организационных мероприятий, направленных на сокращение ущерба от нарушения нормального режима работы потребителей электроэнергии, таких как:

- выбор критериев и количественных характеристик надежности;
- испытания на надежность и ее прогнозирование у оборудования;
- выбор оптимальной структуры проектируемых (реконструируемых) систем электроснабжения по критерию надежности;
- обеспечение заданных технических и эксплуатационных характеристик работы потребителей;
- разработка наиболее рациональной, с точки зрения обеспечения надежности, программы эксплуатации системы (обоснование режимов профилактических работ, норм запасных элементов и методов отыскания неисправностей).

Кроме того, в современных условиях надежность электроснабжения неразрывно связана с экономическими показателями и энергетической безопасностью промышленных предприятий.

ГОСТ 27.002-95 «Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения» обозначает надежность, как «способность объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах».

Применительно к системам электроснабжения, необходимо учитывать их большую размерность (по числу элементов и взаимосвязей между ними), зависимость от смежных технических систем (топливно-энергетического комплекса и технологии предприятия-потребителя) и неразрывность во времени процессов производства, распределения и потребления электроэнергии.

Поэтому под надежностью электроснабжения следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок все электроприемники по надежности электроснабжения подразделяются на три категории:

К I категории относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из их состава выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова

производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Во **II категорию** входят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

К **III категории** относят все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Надежность электроснабжения определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения потребителей, поэтому обеспечение надежности электроснабжения, как правило, связано с дополнительными экономическими затратами. Так, электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, а для сокращения перерывов их электроснабжения используются быстродействующие устройства релейной защиты и автоматики (АПВ и АВР).

Для особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника (местной электростанции, аккумуляторных батарей и т.п.), что приводит к дополнительному усложнению и удорожанию схемы электроснабжения.

С другой стороны, оценив ущерб, нанесенный потребителям перерывом электроснабжения и убытки, связанные с аварийным ремонтом оборудования, можно ставить вопрос об оптимальном уровне надежности электроэнергетического оборудования, установок и систем.

Поэтому создание новых систем электроснабжения требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, проанализировать варианты по обеспечению надежности, обосновать ее повышение, прогнозировать надежность и исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды.

Любой технический объект в каждый конкретный момент времени находится либо в рабочем, либо в нерабочем состоянии. Под **нерабочим** состоянием понимается предупредительный или аварийный ремонт, аварийный простой (по причине неисправности данного элемента) или зависимый простой (по причине неисправности другого элемента системы, связанного с рассматриваемым). **Рабочее** состояние включает в себя следующие режимы:

- *нормальный*, когда значения всех заданных параметров режима работы не выходят за установленные изготовителем пределы;
- *аварийный* – от момента возникновения отказа до момента его локализации;

- *послеаварийный* – от момента локализации отказа до установления заданного нормального режима.

Основным в теории надежности является понятие **отказа**, т.е. события, при котором нарушается работоспособность объекта или он перестает соответствовать требованиям, установленным нормативно-технической документацией.

По характеру процесса возникновения отказы делятся на внезапные и постепенные. **Внезапные отказы** характеризуются резким, скачкообразным изменением основных параметров системы (элемента) вследствие воздействия многих случайных факторов. Внезапный отказ обычно является следствием накопления мелких неисправностей и повреждений. **Постепенные отказы** наступают вследствие плавного изменения параметров системы при ее износе и старении.

Для большинства элементов системы электроснабжения постепенное изменение их характеристик за границы допуска обычно проходит незамеченным, и перерыв в электроснабжении наступает только тогда, когда элемент не в состоянии выполнять своих функций, т.е. при внезапном отказе (пример – постепенное старение изоляции, впоследствии приводящее к короткому замыканию). Поэтому любой отказ, приведший к перерыву электроснабжения, можно рассматривать как внезапный.

Отказы могут быть **устойчивыми**, если для их устранения требуется ремонт или элемент не подлежит восстановлению, или **неустойчивыми**, если они могут самоустраниться. Кратковременные самоустраниющиеся отказы часто называют **сбоями**. Многократно возникающие сбои одного и того же характера принято называть **перемежающимися** отказами. Перемежающиеся отказы могут возникать в схемах электроснабжения как результат кратковременных нарушений нормального режима. Например, схлестывания проводов ЛЭП при порывах ветра может привести к возникновению короткого замыкания, которое будет устранено защитой. Этот отказ относится к самоустраниющимся, т.к. ликвидируется при помощи автоматического повторного включения без вмешательства обслуживающего персонала.

Причинами отказов электроэнергетического оборудования являются повреждения или неисправности. Под повреждениями, как правило, понимают разрушение оборудования, поломку деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порчу изоляции. К неисправностям обычно относят разрегулировку механизмов и защитных устройств без их разрушения, порчи и т.п.

Повреждения и неисправности в системах электроснабжения могут возникнуть из-за дефектов оборудования, т.е. из-за несоответствия его установленным требованиям при выпуске с завода-изготовителя (брак продукции), из-за аварийных (нерасчетных) воздействий окружающей среды или в результате неправильной транспортировки, монтажа, обслуживания и ремонта. При этом в зависимости от причины возникновения различают

конструкционные, производственные и эксплуатационные отказы. К **конструкционным** относят отказы, возникающие в результате ошибок конструктора, нарушения установленных норм и правил конструирования. **Производственные** отказы возникают вследствие нарушения или несовершенства технологического процесса изготовления или ремонта объекта. Причиной **эксплуатационных** отказов, как правило, является нарушение установленных правил и условий эксплуатации объекта.

Классификация тяжести отказов технических систем устанавливается ГОСТ 27.310-95 ССНТ «Анализ видов, последствий и критичности отказов». В соответствии с этим ГОСТом тяжесть последствий отказа (вероятный или наблюдаемый ущерб) описывается через понятие **критичности**.

Критическим считается такой отказ системы или ее элемента, тяжесть последствий которого признается недопустимой и требует принятия специальных мер по снижению вероятности данного отказа или возможного ущерба, связанного с его возникновением.

ГОСТ 27.310-95 регламентирует процедуру анализа видов, последствий и критичности отказов (АВПКО), которая включает:

- разукрупнение структуры возможных отказов;
- прослеживание причинно-следственных связей, обуславливающих их возникновение;
- оценку возможных последствий этих отказов на данном и вышестоящих уровнях и ранжирование отказов по тяжести их последствий.

Целью процедуры АВПКО является отыскание **критичных** элементов системы (т.е. элементов, отказ которых может быть критическим) и **критичных технологических процессов** при изготовлении или монтаже системы, нарушение параметров которых или вносимые в ходе которых дефекты могут стать причиной критического отказа.

Живучесть – это свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусматриваемого режимом работы противоаварийной автоматики.

Толчком к развитию методов оценки и прогнозирования цепочечных аварий в энергосистемах послужила авария, случившаяся 9 ноября 1965 года в США, которая привела к тому, что на территории с населением около 30 млн. чел. более чем на 10 часов была прекращена подача электроэнергии. Ущерб от аварии составил более 100 млн. долларов. Последовавшие после этого десятки мелких (с экономической точки зрения), но подобных аварий по стране завершились 13 июля 1977 года аварией в Нью-Йорке. В течение 25 часов была парализована жизнь Нью-Йорка. Ущерб от последствий этой аварии составил более 1 млрд. долларов.

Спустя 26 лет, 14 августа 2003 года в 16 часов 11 минут по местному времени из-за повреждения на линии Ниагара – Мохок без электричества осталась почти вся восточная часть Северной Америки, (50 млн. человек).

О каждой из перечисленных аварий можно сказать, что данная энергосистема потеряла живучесть. Живучесть электроэнергетической системы зависит от ее структуры, конфигурации, надежности электрооборудования, средств РЗА и ПАВ, а также от квалификации обслуживающего персонала, запаса устойчивости, резерва активной мощности и т.д. При эксплуатации электроэнергетической системы наблюдается появление так называемых цепочных аварий из-за последовательного отказа в срабатывании нескольких выключателей при отключении повреждений.

Цепочные аварии наблюдались в 25 электроэнергетических системах и двух объединенных энергосистемах бывшего СССР. За 5 лет было зафиксировано 75 цепочных аварий. В 81 % случаев цепочные аварии происходили из-за повреждений в сети и отказа в функционировании защитных коммутационных аппаратов. На цепочные аварии приходится 90% народнохозяйственного ущерба.

Под **глубиной цепочной** аварии понимается уровень расстройства функционирования установок энергосистемы при авариях и нарушениях в работе.

Показателем живучести может служить частота появления системных цепочных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения.

Контрольные вопросы и вопросы для самостоятельного изучения:

1. Мероприятия по повышению устойчивости.
2. Понятие надежности.
3. Что такое живучесть СЭС?

Рекомендуемая литература:

1. Галишников, Ю. П. Цифровое моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электрических системах: монография / Ю. П. Галишников. — Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. — 200 с. — ISBN 978-5-9729-0737-3. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/114994.html> (дата обращения: 25.03.2025). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
2. Хрущев, Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю. В. Хрущев, К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков. — 2-е изд. — Москва: Ай Пи Ар Медиа, 2024. — 153 с. — ISBN 978-5-4497-1279-0. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/147321.html> (дата обращения: 25.03.2025). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
3. Мамонтов, Е. В. Электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения: учебное пособие / Е. В. Мамонтов, Р. Н. Дятлов. — Рязань: Рязанский государственный радиотехнический университет, 2019. — 64 с. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/121428.html> (дата обращения: 25.03.2025). — Режим доступа: для авторизир. пользователей

ГУРИН Александр Васильевич
ГУРИНА Ирина Алексеевна

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Учебное пособие
для обучающихся направления подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Корректор Чагова О.Х.
Редактор Чагова О.Х.

Сдано в набор 30.04.2025 г.
Формат 60х84/16
Бумага офсетная.
Печать офсетная.
Усл. печ. л. 3,25
Заказ № 5062
Тираж 100 экз.

Оригинал-макет подготовлен
в Библиотечно-издательском центре «СКГА»
369000, г. Черкесск, ул. Ставропольская, 36