621.316.925
Б 43

Библиотечка электротехника

Беляев А. В.

ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

(Часть 2)

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

«Библиотечки электротехника»:

Иноземцев Е. К. **Восстановление работоспособности роторов высоковольтных электродвигателей (части 1 и 2)**.

Соловьев А. Л. **Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС»**.

Трофимов В. М. **Выбор и проверка надежности функционирования устройств выпрямленного оперативного тока подстанций: БПТ-1002, БПНС (УПНС-М)**.

Хромченко Ф. А. **Сварочные технологии ремонта элементов трубопроводов (справочные материалы)**.

Шмурьев В. Я. **Реле времени полупроводниковые**.

Захаров О. Г., Козлов В. Н. **Цифровые устройства центральной сигнализации (части 1 и 2)**.

Беляев А. В. **Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА (части 1 и 2)**.

Киреева Э. А., Цырук С. А. **Измерительные трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией (справочные материалы, части 1 и 2)**.

Алексеев Б. А. **Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии**.

Хромченко Ф. А. **Особенности и причины повреждений сварных соединений трубопроводов ТЭС (справочные материалы)**

Хромченко Ф. А. **Диагностика для продления ресурса трубопроводов ТЭС (справочные материалы)**

Захаров О. Г. **Поиск дефектов в релейно-контакторных схемах (части 1 и 2)**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.**

Подписной индекс «Библиотечки электротехника» — *приложения к журналу «Энергетик»*

88983

Адрес редакции
журнала «Энергетик»:
115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.
Телефон (495) 675-19-06.
E-mail: energetick@mail.ru

621.316.925
Б43

Библиотечка электротехника

Приложение к журналу «Энергетик»

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 7 (139)

Беляев А. В.

ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Часть 2

29572/1
НИГРЭС
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА

Москва
НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик»
2010

УДК 621.316.925
ББК 31.27-05
Б 43

Главный редактор журнала «Энергетик» А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

«Библиотечки электротехника»

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*), Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев, В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев, Н. В. Лисицын, В. И. Пуляев, А. И. Таджибаев, Ю. В. Усачев

Беляев А. В.

Б 43 Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (Часть 2). М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. — 84 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 7 (139)].

Приведены рекомендации по выполнению защит, автоматики и построению АСУ ТП на электростанциях на базе авиационных, судовых двигателей и двигателей внутреннего сгорания. Рассмотрены проблемы, возникающие при разработке и эксплуатации таких электростанций, даны способы их решения.

Состоит из трех частей.

В *первой части* изложены: особенности привода генераторов от ГТУ и ДВС и их влияние на работу электрической части электростанции; главные схемы электрических соединений электростанций; размещение и особенности выполнения устройств защиты и противоаварийной автоматики.

Во *второй части* изложены: схемы собственных нужд электростанций; особенности расчетов токов КЗ; синхронизация генераторов; регулирование частоты и активной мощности; некоторые недостатки применяемых регуляторов частоты вращения и автоматики режимного управления; устойчивость параллельной работы; ошибки при проектировании сетей с электростанциями малой мощности.

В *третьей части* изложены: регулирование напряжения в сетях с маломощными электростанциями; автоматические регуляторы возбуждения генераторов; недостатки применяемых регуляторов напряжения и обменной реактивной мощности; управление на электростанциях.

Предназначена для оказания практической помощи проектным организациям и службам эксплуатации при разработке и обслуживании устройств защиты, автоматики и управления на этих электростанциях.

ISSN 0013-7278 © НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2010

Предисловие

Защита, автоматика и управление на электростанциях — это сложнейший комплекс вопросов, каждой составной частью которого занимается отдельная наука. По этим частям издано и продолжает издаваться множество технической литературы, ссылки на некоторые издания приведены в списке литературы.

В настоящее время малая энергетика переживает период бурного развития. Многие конверсионные авиационные и судостроительные заводы начали производить энергоблоки малой и средней мощности для электростанций, плохо представляя себе, что режимы двигателя при работе на самолете или в судовой сети и в энергосистеме — это «две большие разницы».

Появились фирмы — поставщики одноагрегатных электростанций, состоящих из газотурбинной установки (ГТУ) или двигателя внутреннего сгорания (ДВС), генератора и вспомогательного оборудования, а также фирмы, поставляюшие «под ключ» многоагрегатные электростанции, состоящие из этих блоков и сопутствующего оборудования.

К проектированию электростанций подключились организации, никогда ранее не занимавшиеся этой областью техники и не имеющие практически никакого опыта. В результате зачастую рождаются решения, из-за которых электростанции не могут справиться со своим назначением не только в аварийных, но даже и в нормальных режимах.

Вспомним, как создаются электростанции «большой» энергетики. Вначале исходя из нагрузок выбирается место строительства электростанции. Определяется необходимость реконструкции электрических сетей для передачи мощности или строительства новых сетей, рассматриваются режимы работы энергосистемы с учетом этой электростанции, выбирается основное сетевое электрическое оборудование (напряжение линий электропередачи, мощность трансформаторов, типы выключателей и т.д.), устройства защиты и

противоаварийной автоматики. Эта работа выполняется специализированным институтом «Энергосетьпроект».

На основании этих материалов одна из специализированных проектных организаций (ТЭП, ГИДЭП, АЭП) приступает к проектированию электростанции. Эти организации полностью владеют знаниями в области технологии производства электроэнергии, располагают отработанными типовыми решениями практически по всем узлам электростанции, имеют первоклассных специалистов теплотехников, электриков, релейщиков, автоматчиков, строителей, изыскателей и других необходимых отраслей знаний.

Эта проектная организация объединяет в единое целое отдельные виды энергетического оборудования, производимого специализированными заводами: генераторы («Электросила», Лысьвенский турбогенераторный и др.), турбины (ЛМЗ, ХТЗ, УТМЗ и др.), котлы (Подольский и др.), выключатели, разъединители, комплектные распредустройства, источники оперативного тока, средства защиты и автоматизации и пр.

Далее в соответствии с проектом электростанция собирается из этого оборудования строительными и монтажными организациями, а наладочные организации вводят электростанцию в работу.

При создании электростанций небольшой мощности все делается упрощенно, силами отраслевых проектных институтов. Уровень уже не тот, отсюда возникают проектные ошибки.

Наряду с этим, стараются применять энергоблоки полной заводской готовности, чтобы сократить сроки монтажа. При этом задачи сопряжения генератора, турбины, выключателя, собственных нужд, оперативного тока, автоматики, защиты энергоблока и управления им решают уже не специализированные институты, а сам завод-изготовитель, причем так, как он умеет. Часто это приводит к грубейшим ошибкам, поскольку заводы в основном — конверсионные, незнакомые со спецификой энергетики.

То же относится и к системам управления на электростанциях. Общепринятые и отработанные с точки зрения надежности управления и инженерной психологии решения по взаимодействию оператора с контуром управления подвергаются пересмотру со стороны «специалистов», не имеющих никакого отношения к электроэнергетике.

В результате одни ошибки налагаются на другие и иногда электростанция просто отказывается работать в нужном режиме.

Электростанции могут надежно функционировать только тогда, когда заранее предусмотрены и рассчитаны все возможные режимы ее работы, правильно построены первичные схемы, защиты, проти-

воаварийная автоматика, схемы управления каждого присоединения, технологической автоматики. Действия релейной защиты, противоаварийной автоматики, а также технологической защиты и автоматики объединены единством задачи и должны быть строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов работы и параметров срабатывания (уставок). Несогласованное действие этих устройств само является источником аварий или приводит к развитию аварий. Поэтому все схемы технологических защит, технологической автоматики и управления ГТУ и ДВС должны подвергаться тщательному анализу в целях предотвращения их неправильного действия при перерывах питания, кратковременной потере оперативного тока и других аварийных режимах.

В удаленных от больших энергосистем районах, где на базе электростанций малой и средней мощности создаются свои автономные энергосистемы, могут возникать лавинные (цепочечные) аварии при аварийных возмущениях (КЗ, отключениях части генераторов, больших набросах нагрузки). Например, нарушение устойчивости одной из линий электропередачи может вызвать аналогичный процесс на другой. Возникающие при этом асинхронные режимы вызывают вторичные нарушения устойчивости, что приводит к разделению электростанций с образованием узлов с дефицитом активной мощности, лавиной частоты и напряжения, массовому отключению потребителей, отключению энергоблоков электростанций. Даже на одиночных электростанциях малой мощности, работающих автономно или параллельно с энергосистемами, возникают проблемы с устойчивостью параллельной работы, забросами и провалами частоты вращения при сбросах и набросах нагрузки. Опыт предотвращения таких аварий, приобретенный в «большой» энергетике, следует в максимальной степени учитывать и при развитии малой энергетики.

Отсюда возникла необходимость хотя бы в общих чертах изложить, с какими процессами приходится иметь дело при разработке и эксплуатации электростанций, и дать общее представление о путях решения возникающих проблем. Этой цели и посвящена данная работа, выпускаемая в трех частях. Более глубокое совершенствование знаний по отдельным областям затрагиваемых в этой работе вопросов — это дело самого читателя, база для такого образования уже создана трудами выдающихся российских ученых, работавших в области «большой» энергетики.

В настоящей работе рассматриваются электростанции напряжением 6 (10) кВ при мощности единичных энергоблоков от 0,6 до 25 МВт. Электростанции напряжением 0,4 кВ не рассматриваются,

поскольку в сетях этого напряжения нет необходимого набора защит и автоматики для создания многоагрегатных электростанций промышленного назначения. Вопросы автоматизации электростанций, режимного и противоаварийного управления рассматриваются на базе российского опыта и традиций. При применении зарубежных энергоблоков и электростанций необходимо дополнительно руководствоваться материалами фирм-изготовителей.

В многофункциональных цифровых РЗА (ЦРЗА) обычно предлагается обширный набор функций защиты и противоаварийной автоматики, выходящий за рамки требований ПУЭ. Необходимость применения каждой из них требует специального обсуждения, что не входит в задачу настоящей работы. Поэтому здесь приводится минимально необходимый перечень устройств РЗА в соответствии с ПУЭ [1] и Руководящими указаниями по релейной защите [2]. Разумеется, применяемые ЦРЗА должны пройти адаптацию к российским условиям, иметь разработанные и проверенные логические схемы, а комплектные распредустройства — соответствующую этим терминалам вторичную коммутацию. О том, как следует выполнять эти требования, можно прочитать в работе [3].

Замечания и пожелания по брошюре просьба направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала «Энергетик»

Автор

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Схемы собственных нужд электростанций. Их отличия от схем собственных нужд тепловых электростанций большой мощности

Схемы собственных нужд электростанций малой и средней мощности. Нагрузка собственных нужд 0,4 кВ таких электростанций обычно невелика, поэтому предусматривают одну комплектную двухтрансформаторную подстанцию (КТП) 6 (10)/0,4 кВ на несколько энергоблоков. Построение первичных схем сетей 0,4 кВ определяется требованиями надежности электроснабжения электроприемников в соответствии с ПУЭ [1], удобством обслуживания, технико-экономическими показателями, а также требованиями защиты и автоматики. От шин 0,4 кВ КТП (главного распределительного щита) отходят линии питания электродвигателей *М1* и *М8* и других электроприемников большой мощности, а также сборок (распределительных пунктов) *1 – 4* (рис. 4.1).

К главному щиту нецелесообразно подключать большое количество электроприемников малой и средней мощности, так как они снижают его надежность. Для питания таких электроприемников (например, электродвигателей *М2 – М7, М9, М10*) образуют вторичные сборки, питающиеся непосредственно от главного щита, и третичные сборки, питающиеся от вторичных сборок. Третичные сборки обладают наименьшей надежностью, их селективную защиту выполнить трудно, и поэтому их применяют лишь в отдельных случаях, для питания мелких и неответственных электроприемников.

Токи КЗ на сборках значительно меньше, чем на главном щите 0,4 кВ, что позволяет применять более дешевую и менее стойкую аппаратуру с небольшими значениями номинальных токов. При образовании сборок учитываются территориальное расположение электроприемников, удобство обслуживания, возможность экономии

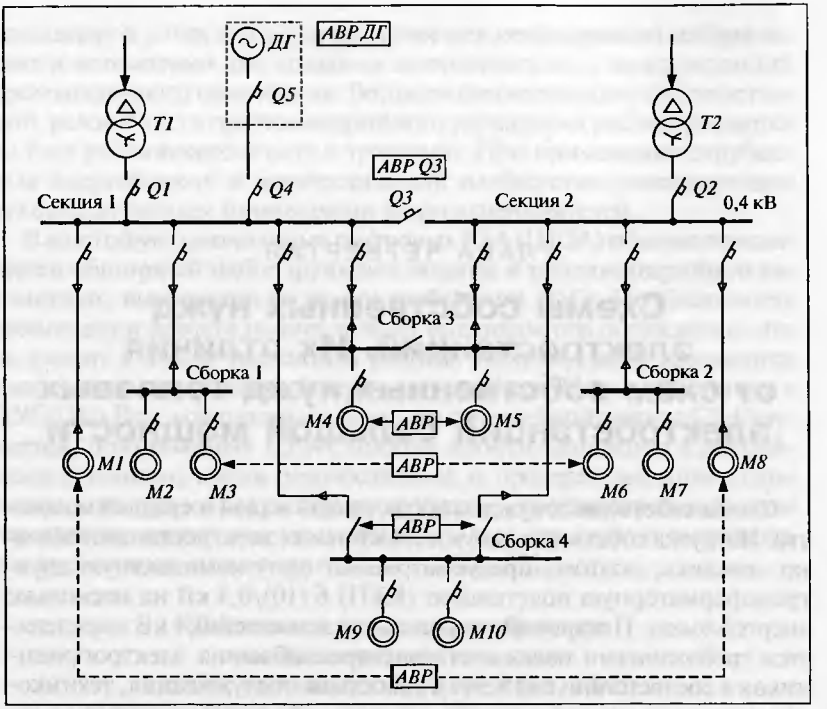


Рис. 4.1. **Радиальная схема:**
Т — питающие трансформаторы; *ДГ* — аварийный дизель-генератор; *Q* — вводные и секционный автоматические выключатели; *М* — электродвигатели

кабелей, поскольку сечение питающего сборку кабеля принимают меньше суммы сечений кабелей индивидуальных электроприемников ввиду их неодновременного включения.

Распределение электродвигателей по сборкам зависит от их мощности и возможности выполнения защиты сети. Технико-экономические расчеты показывают, что к главному шиту целесообразно, как правило, подключать электродвигатели большой мощности (более 55 кВт). Электродвигатели малой (до 10 кВт) и средней (10 – 55 кВт) мощности целесообразно подключать к вторичным сборкам.

В целях обеспечения надежности всю схему делят на две независимые части (подсистемы). Каждая из подсистем состоит из своего понижающего трансформатора *Т1* (*Т2*), питающегося от независимого источника, соответствующей секции главного щита 0,4 кВ и питающихся от нее вторичных сборок. Подсистемы взаимно резер-

вируются на разных ступенях напряжения с помощью устройств автоматического включения резерва (АВР). Электродвигатели и приводимые ими ответственные механизмы одного назначения обычно дублируют и снабжают технологическим АВР (*М1* и *М8*, *М3* и *М6*, *М4* и *М5*). Такие электродвигатели также разделяют на две независимые группы, которые подключают к разным подсистемам (к разным секциям главного щита 0,4 кВ, к сборкам *1* и *2*, имеющим вводы от разных секций, к разным секциям сборки *3*). Ответственные электродвигатели, не имеющие технологического резервирования, подключают либо к секциям главного щита 0,4 кВ, либо к сборке *4*, имеющей АВР со стороны питания.

При таком построении схемы надежность работы обеспечивается тем, что в случае погашения одной из подсистем и отказа или неуспешной работы АВР между подсистемами (КЗ на шинах) напряжение в другой подсистеме сохраняется и нарушения технологического процесса не произойдет, так как сработает АВР электродвигателей и других ответственных электроприемников (в современных схемах АВР секций запрещается при КЗ на одной из них).

Для особо ответственных электроприемников (от которых зависит безаварийный останов энергоблоков в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров, повреждений дорогостоящего оборудования) предусматривают третий, аварийный источник питания, например аварийный дизель-генератор *ДГ*. Его используют также для пуска энергоблоков при отсутствии внешнего электроснабжения. Один из вариантов его подключения — развилкой на обе секции 0,4 кВ, в этом случае он резервирует каждую из подсистем независимо от состояния другой подсистемы. Однако расчеты надежности электроснабжения показали нецелесообразность этого варианта, поскольку вероятность потери питания от основных источников на порядок больше вероятности повреждения секции. Кроме того, осуществление этого варианта связано с неоправданным усложнением схем первичной и вторичной коммутации. Поэтому в настоящее время аварийный дизель-генератор подключают на одну из секций, а при его недостаточной мощности — по одному на каждую секцию. Чтобы не перегрузить генератор, все электроприемники, кроме особо ответственных, отключаются при потере основных источников питания защитой минимального напряжения (с выдержкой времени), а затем устройство АВР ДГ отключает выключатели *Q1* и *Q2* и включает питание от генератора и секционный выключатель *Q3*.

Все ответственные электродвигатели должны участвовать в самозапуске при кратковременных перерывах питания. Подробнее об

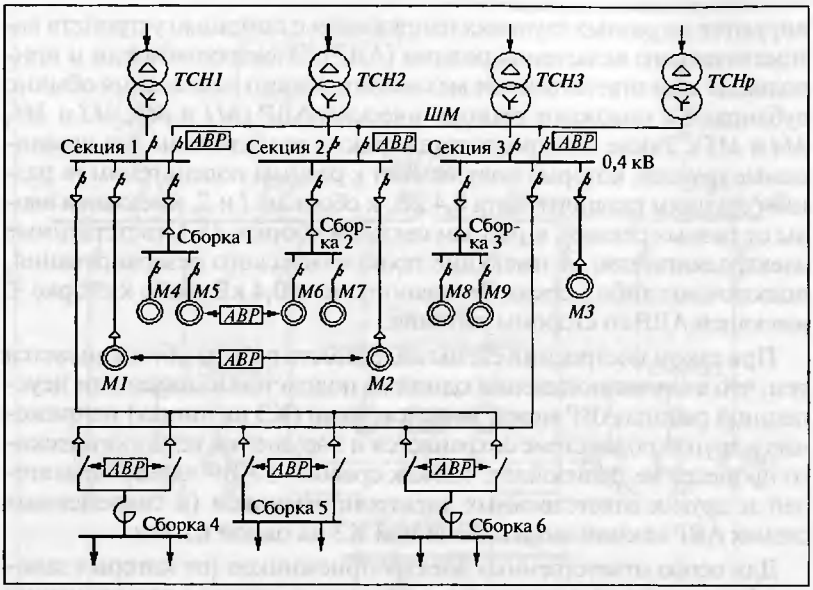


Рис. 4.2. **Пример схемы собственных нужд ТЭЦ большой мощности:** *ТСН* — рабочий трансформатор; *ТСНр* — резервный трансформатор

аварийном электроснабжении и обеспечении самозапуска электродвигателей см. [10].

Схемы собственных нужд тепловых электростанций большой мощности. Нагрузка собственных нужд таких электростанций весьма значительна, поэтому схемы выполняются более сложными. Они представляют собой комбинации из радиальных и магистральных схем. На рис. 4.2 показана одна из таких схем. К главным секциям щитов 0,4 кВ подключены электродвигатели большой мощности *М1*, *М2*, *М3*, к сборкам *1*, *2*, *3* — двигатели средней мощности *М4 – М9*. Сборки *4*, *5*, *6*, подключенные по магистральной схеме и имеющие АВР на вводах, предназначены для питания электродвигателей малой мощности (в основном задвижек). На вводах в сборки *4* и *6* установлены реакторы для снижения токов КЗ и обеспечения стойкости автоматических выключателей АП-50 отходящих линий. Для резервного питания используется специальный резервный трансформатор *ТСНр*, от которого проложен шинопровод, имеющий ввод на каждый из главных щитов 0,4 кВ.

Общие особенности схем. Построение схемы сети 0,4 кВ в большой степени определяется быстрым снижением значений токов КЗ

по мере удаления места повреждения от шин главного щита 0,4 кВ, а также ограниченными возможностями применяемых защитных аппаратов (автоматических выключателей и плавких предохранителей). Поэтому требования защиты сети накладывают определенные ограничения на типы и характеристики применяемых защитных аппаратов, длины и сечения кабелей и, следовательно, на построение схемы сети.

Например, при питании от главного щита 0,4 кВ кабельными линиями (магистралями) последовательно нескольких сборок с двигателями большой и средней мощности обычно не удается обеспечить требуемую чувствительность защиты этих линий из-за необходимости ее отстройки от токов пуска или самозапуска электродвигателей. Поэтому такая магистральная схема питания применяется только для электродвигателей малой мощности (сборки *4, 5, 6* на рис. 4.2). Для питания электродвигателей средней мощности используются сборки, имеющие один или два самостоятельных ввода от щита 0,4 кВ (сборки *1, 2, 3, 4* на рис. 4.1). Однако и для одиночных сильно нагруженных сборок с большим количеством электродвигателей средней мощности также часто не удается обеспечить достаточную чувствительность защит питающих линий. В этих случаях вместо одной такой сборки устанавливают несколько с самостоятельными линиями питания или питание части двигателей осуществляют непосредственно от главного щита 0,4 кВ.

Выбор кабелей также может определяться не только нагрузкой, но и условиями защиты, например в сетях, требующих защиты от перегрузки, или при необходимости обеспечения достаточной чувствительности защиты, когда считается целесообразным увеличить токи КЗ путем увеличения выбранного по нагрузке сечения кабеля (но не более чем на одну-две ступени).

Условие селективности действия защит обусловливает необходимость сокращения количества последовательно включенных аппаратов защиты в сети 0,4 кВ. Обычно селективными удается выполнить лишь одну-две ступени защиты на участках от главного щита 0,4 кВ до электроприемников, включая защитный аппарат отходящей от этого щита линии.

Основные различия схем.

1. В схеме на рис. 4.1 применен принцип неявного резервирования, когда оба трансформатора недогружены, а при потере напряжения со стороны одного из них всю нагрузку принимает другой трансформатор. В схеме на рис. 4.2 применен принцип явного резервирования, когда для резервного питания устанавливается специальный трансформатор *ТСНр*.

2. В схеме на рис. 4.1 секции главного распределительного щита связаны через секционный выключатель для осуществления резервирования. В схеме на рис. 4.2 секции не связаны между собой, а резервное питание каждой их них осуществляется через отдельный ввод.

3. В схеме на рис. 4.2 имеется три независимых источника питания, в схеме на рис. 4.1 таких источников два. Аварийный дизель-генератор не следует рассматривать как полноценный источник питания, поскольку его мощность меньше мощности трансформаторов, а время пуска и включения значительно больше времени срабатывания АВР трансформаторов.

4. В схеме на рис. 4.2 напряжение короткого замыкания трансформаторов согласно нормам технологического проектирования тепловых электростанций принимают равным $u_к = 8$ %. Такое значение $u_к$ было установлено давно в целях снижения значений токов КЗ со стороны 0,4 кВ, поскольку не было автоматических выключателей с большой коммутационной способностью. Теперь такие выключатели существуют, поэтому значение $u_к$ целесообразно уменьшить до 5,5 %. В схеме на рис. 4.1 напряжение короткого замыкания трансформаторов принимают 5,5 %, их сопротивление меньше, чем у трансформаторов с $u_к = 8$ %, это облегчает самозапуск электродвигателей после кратковременных перерывов питания, а также повышает чувствительность защит в сети 0,4 кВ, поскольку значения токов КЗ больше (при сопоставимой мощности КЗ со стороны ВН).

ГЛАВА ПЯТАЯ

Особенности расчетов токов КЗ для целей РЗА и проверки чувствительности защит в сетях с маломощными генераторами

Для расчетов РЗА необходимо знать, кроме максимальных и нормальных токов нагрузки, значения токов и напряжений при коротких замыканиях при максимальном и минимальном режимах работы электростанции и прилегающей сети и их распределение по электрической схеме.

Очевидно, что максимальные значения токов КЗ будут при параллельной работе наибольшего числа энергоблоков электростанции с энергосистемой, работающей в максимальном режиме. Минимальные значения токов КЗ могут быть или при остановленной электростанции и питании объекта от энергосистемы, или при работе только от электростанции при минимальном количестве включенных генераторов (одного генератора).

Методы расчетов токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В приведены в работах [20 – 22], в сетях 0,4 кВ — в работе [10].

Здесь рассматриваются лишь особенности расчетов токов КЗ в сетях с маломощными генераторами напряжением 6 – 10 кВ.

Особенности расчетов токов КЗ от генераторов. При близких КЗ в генераторе возникает переходный процесс, сопровождающийся изменением во времени периодической составляющей тока. С удалением точки КЗ от генератора это явление становится незаметным (как при питании от энергосистемы). Электрическую удаленность однозначно характеризует расчетное результирующее сопротивление до точки КЗ в относительных единицах $z_{*р}$, приведенное к суммарной мощности параллельно работающих генераторов:

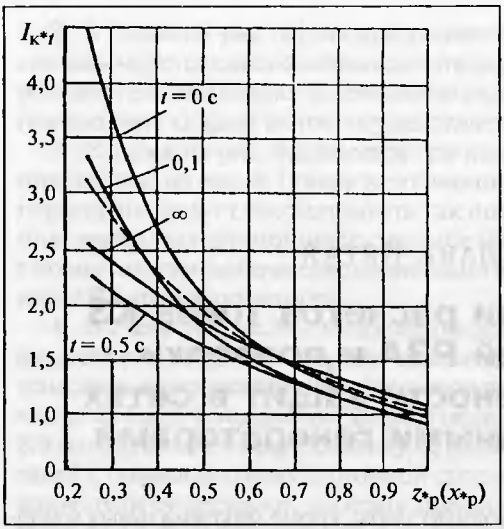


Рис. 5.1. **Расчетные кривые изменения токов КЗ для генераторов малой мощности с АРВ (сплошные линии — трехфазное КЗ, штриховая — двухфазное при $t = \infty$)**

$$z_{*р} = z_{\Sigma} \frac{S_{ном.г\Sigma}}{U_{ср}^2}, \quad (5.1)$$

где z_{Σ} — суммарное сопротивление всех элементов цепи КЗ, включая генераторы, Ом; $S_{ном.г\Sigma}$ — суммарная мощность параллельно работающих генераторов, МВ · А; $U_{ср}$ — среднее напряжение той ступени, к которой отнесено z_{Σ}, кВ.

Обобщенные кривые зависимости периодической составляющей тока КЗ, отнесенной к номинальному току генератора (суммарному номинальному току параллельно работающих генераторов) $I_{к*t} = I_{кt} / I_{ном.г}$, от расчетного сопротивления $z_{*р}(x_{*р})$ и времени от начала КЗ t для маломощных генераторов приведены на рис. 5.1. Кривые учитывают действие при КЗ устройств автоматического регулирования и форсировки возбуждения (ФВ) генераторов. Эти устройства должны быть постоянно в работе.

Сопротивление $z_{*р} = 0{,}65$ называется критическим. Если $z_{*р} < 0{,}65$, то электрическая удаленность КЗ считается небольшой.

Упрощенную картину процессов, происходящих в генераторе при КЗ в этих точках, рассмотрим на примере внезапного трехфазного КЗ. В начальный момент КЗ индуктивное сопротивление генератора резко уменьшается до сверхпереходного (начального) значения x''_d, а затем постепенно увеличивается до переходного x'_d и, наконец, до установившегося x_d. Это вызвано соответствующим изменением магнитных потоков в генераторе. Магнитное поле статора генератора, созданное током КЗ и ранее не существовавшее в машине, вызывает по закону Ленца появление встречных полей в обмотке возбуждения и в успокоительной обмотке, вытесняющих магнитное поле статора на пути рассеяния. По мере затухания

встречных полей магнитное поле статора постепенно проникает сначала в зону успокоительной обмотки, затем в зону обмотки возбуждения. Этот процесс сопровождается увеличением сопротивления обмотки статора от x''_d до x'_d и x_d и соответствующим уменьшением тока КЗ от сверхпереходного до переходного и, наконец, установившегося. Наряду с этим при снижении напряжения (вследствие КЗ) вступают в действие устройства АРВ и ФВ генератора, которые стремятся восстановить напряжение на его зажимах увеличением тока возбуждения и, следовательно, ЭДС.

Однако вследствие небольшой электрической удаленности КЗ устройства АРВ и ФВ не могут восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального, несмотря на увеличение тока возбуждения до предельного. На изменение тока КЗ во времени больше влияет увеличение сопротивления генератора, чем увеличение его ЭДС. Происходит снижение (затухание) тока КЗ с течением времени от сверхпереходного (начального) $I_{к0}$ ($t = 0$) до установившегося $I_{к\infty}$ ($t = \infty$).

Например, при КЗ в точке, соответствующей $z_{*р} = 0{,}3$, ток КЗ $I^{(3)}_{к*0} = 3{,}7$; $I^{(3)}_{к*0{,}5} = 2{,}12$; $I^{(3)}_{к*\infty} = 2{,}35$ (см. рис. 5.1). Заметим, что вследствие инерционности устройств АРВ и ФВ они не влияют на начальное значение тока, их действие будет заметно спустя примерно 0,2 с после начала КЗ и особенно — в установившемся режиме КЗ. Поэтому при КЗ в рассмотренной точке значение тока при $t = \infty$ несколько больше, чем при $t = 0{,}5$ с.

Минимальным значением тока оказывается установившийся ток трехфазного КЗ — его значение всегда меньше установившегося тока двухфазного КЗ. Это объясняется тем, что индуктивные сопротивления генератора обратной x_2 и нулевой x_0 последовательностей, которые учитывают при расчете несимметричных КЗ, не изменяются в процессе КЗ, а по значению они существенно меньше индуктивного сопротивления генератора прямой последовательности в установившемся режиме x_d.

Кривые изменения токов при трехфазных КЗ на рис. 5.1 взяты из работы [9]. Кривая токов при двухфазном КЗ при $t = \infty$ и всех значениях $z_{*р}$ располагается между кривыми токов трехфазных КЗ $I^{(3)}_{к*0}$ и $I^{(3)}_{к*\infty}$. Ее можно получить, воспользовавшись кривыми для трехфазных КЗ, правилом эквивалентности прямой последовательности [22] и известным выражением:

$$I^{(n)}_{к} = m^{(n)} I^{(n)}_{кl},$$

где $I_к^{(n)}$ — ток любого (n) несимметричного КЗ; $m^{(n)}$ — коэффициент, соответствующий этому виду КЗ, для двухфазного КЗ $m^{(n)} = m^{(2)} = \sqrt{3}$; $I_{к1}^{(n)}$ — соответствующий ток прямой последовательности.

Например, в точке сети, для которой $z_{*р} = 0{,}3$, относительные значения токов трехфазного КЗ $I_{к*0}^{(3)} = 3{,}7$; $I_{к*\infty}^{(3)} = 2{,}35$. При двухфазном КЗ в той же точке расчетное сопротивление слагается из суммы сопротивлений прямой и обратной последовательностей и составит $z_{*р} = 0{,}3 + 0{,}3 = 0{,}6$. По кривым трехфазных КЗ для $t = \infty$ $z_{*р} = 0{,}6$ соответствует относительное значение тока прямой последовательности $I_{к*1\infty}^{(2)} = 1{,}65$, таким образом, относительное значение установившегося тока двухфазного КЗ составляет $I_{к*\infty}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1{,}65 = 2{,}85$.

В точке сети, для которой $z_{*р} = 0{,}65$, имеем $I_{к0}^{(3)} \approx I_{к\infty}^{(3)} \approx I_{к\infty}^{(2)}$, если же $z_{*р} > 0{,}65$, то $I_{к0}^{(3)} < I_{к\infty}^{(2)} < I_{к\infty}^{(3)}$.

Установившийся режим для маломощных генераторов может наступить менее чем за 0,5 с. Это время соизмеримо с временем действия максимальных токовых защит генератора и прилегающей сети 0,4 кВ, к моменту срабатывания выходных реле которых ток КЗ становится равным установившемуся. Поэтому для предотвращения отказов чувствительность действующих с выдержкой времени защит, в зоне действия которых расчетное сопротивление до места повреждения $z_{*р} < 0{,}65$, должна проверяться по установившемуся току трехфазного КЗ $I_{к*\infty}^{(3)}$.

Если $z_{*р} \geq 0{,}65$, то КЗ считается удаленным. В этих случаях АРВ и ФВ способны восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального (при очень удаленных КЗ они вообще не вступают в работу), а изменение сопротивления генератора в процессе КЗ почти не влияет на значение тока КЗ. Установившийся ток трехфазного КЗ оказывается равным сверхпереходному или несколько большим его (см. рис. 5.1). Ввиду малого различия этих токов можно находить только ток $I_{к0}^{(3)}$, принимая в целях упрощения $I_{к0}^{(3)} \approx I_{к\infty}^{(3)}$ и $I_{к0}^{(2)} \approx I_{к\infty}^{(2)} \approx 0{,}867 I_{к0}^{(3)}$. Таким образом, при КЗ в этих точках чувствительность защит от междуфазных КЗ, действующих с выдержкой времени, можно проверять при начальном токе двухфазного КЗ $I_{к0}^{(2)} = 0{,}867 I_{к0}^{(3)}$.

Для защит, действующих без выдержки времени, чувствительность при междуфазных КЗ проверяется при токе $I_{к0}^{(2)} = 0{,}867 I_{к0}^{(3)}$ независимо от электрической удаленности точки КЗ.

Таким образом, для расчетов защит следует определить значения токов $I_{к0}^{(3)}$ и $I_{к0}^{(2)}$ (при $t = 0$), а для защит, имеющих выдержку времени

и действующих в зоне $z_{*р} < 0{,}65$, — дополнительно и значение тока $I^{(3)}_{к\infty}$ (при $t = \infty$). Для других моментов времени токи КЗ определять не требуется.

Ток КЗ $I^{(3)}_{кt}$, кА, для любого момента времени t определяется по выражению

$$I^{(3)}_{кt} = \frac{E_t}{\sqrt{3}z_\Sigma} = \frac{E_t}{\sqrt{3}\sqrt{x^2_\Sigma + r^2_\Sigma}}, \qquad (5.2)$$

где E_t — линейная ЭДС генератора для момента времени t, В; x_Σ и r_Σ — результирующие индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ соответственно, включая сопротивление генератора, Ом.

Для момента времени $t = 0$ ЭДС нагруженного генератора $E_0 = U_{ном.г}(1 + x''_d \sin\varphi_{ном.г})$; при $\cos\varphi_{ном.г} = 0{,}8$ имеем $\varphi_{ном.г} = 37°$ и $\sin\varphi_{ном.г} = 0{,}6$, тогда $E_0 = U_{ном.г}(1 + x''_d 0{,}6)$. Учитывая, что номинальное напряжение генератора на 5 % выше номинального напряжения сети, а также что КЗ может возникнуть и при ненагруженном генераторе, обычно можно принять $E_0 \approx (1 \div 1{,}05)U_{ном.г}$.

Индуктивное сопротивление генератора, Ом, для момента $t = 0$ определяется по выражению

$$x_г = x''_d U^2_{ном.г}/S_{ном.г}, \qquad (5.3)$$

где $S_{ном.г} = P_{ном.г}/\cos\varphi_{ном.г}$ — номинальная полная мощность генератора, МВ · А; x''_d — сверхпереходная реактивность генератора в относительных единицах; $U_{ном.г}$ — номинальное напряжение генератора, кВ.

Параметры некоторых генераторов приведены в табл. 5.1.

При наличии трансформатора в цепи КЗ все сопротивления приводят к одному базисному напряжению по выражениям, приведенным в работах [20 – 22]. За базисное принимается напряжение, где находится большинство расчетных точек КЗ.

Далее вычисляют результирующие сопротивления x_Σ и r_Σ, находят полное результирующее сопротивление цепи КЗ z_Σ, а по формуле (5.2) — начальный ток трехфазного КЗ $I^{(3)}_{к0}$.

Для момента времени $t = \infty$ ЭДС и сопротивление генератора будут уже другими, они зависят от удаленности КЗ. Для расчетов используют так называемый метод спрямленных характеристик [18, 22].

Вначале определяют уточненное значение критического сопротивления:

Таблица 5.1. **Параметры маломощных генераторов**

Параметры	Для генератора типа														
	ГСД-17-08-8	СГД-16-69	СГД-15-41-16	СГД-14-100-6	9 HZ 510570/2	ГСБ-1800-6,3-1500	ГСБ-1800-10,5-1500	ТК-1,5-2РУЗ		ТК-2,5-2РУЗ		ТК-4-2РУЗ		ТК-6-2РУЗ	
$P_{ном.г}$, кВт	1000	3500	630	2500	2500	1800	1800	1500		2500		4000		6000	
$S_{ном.г}$, кВ · А	1250	4375	787,5	3125	3125	2250	2250	1875		3125		5000		7500	
$U_{ном.г}$, кВ	6,3	6,3	6,3	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5
$I_{ном.г}$, А	115	404	72	287	172	210	124	171,8	103	286	172	458	275	687	412
$n_{ном}$, об/мин	750	1000	375	1000	3000	1500	1500	3000		3000		3000		3000	
$\cos \varphi_{ном.г}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		0,8		0,8		0,8	
ОКЗ	1,15*	–	1,1	0,8	–	–	–	0,53	0,55	0,65	0,61	0,61	0,58	0,46	0,58
КПД, %	94,56	96	93	95	96	–	95,8	96,05	96,03	96,88	96,88	97,2	97,08	96,76	96,76
x''_d, отн. ед.	0,192 *	0,17	0,18	0,16	0,125	0,16	0,17	0,14	0,13	0,14	0,15	0,13	0,14	0,17	0,13
x'_d, отн. ед.	0,282	0,21	0,281	–	0,209	0,18	0,18	0,24	0,23	0,23	0,24	0,23	0,24	0,27	0,22
x_d, отн. ед.	1,018	0,82	1,172	–	2,09	1,4	1,45	2,0	1,93	1,66	1,76	1,82	1,89	2,3	1,89

* Опытные данные.

$$z_{кр} \approx \frac{x_{г\infty} U_{ном.г}}{E_{г\infty} - U_{ном.г}}. \quad (5.4)$$

В этом выражении сопротивление генератора $x_{г\infty}$ принимают равным величине, обратной отношению короткого замыкания ОКЗ (ОКЗ — отношение установившегося тока КЗ на зажимах генератора при токе возбуждения холостого хода к номинальному току генератора). Аналогично формуле (5.3) $x_{г\infty}$, Ом, равно:

$$x_{г\infty} = \frac{U^2_{ном.г}}{ОКЗ \cdot S_{ном.г}}. \quad (5.5)$$

ЭДС генератора $E_{г\infty}$, В, принимают увеличенной пропорционально относительному предельному току возбуждения $I_{*в.пред}$ (отношение тока возбуждения при форсировке к току возбуждения холостого хода генератора):

$$E_{г\infty} = U_{ном.г} I_{*в.пред}. \quad (5.6)$$

Если внешнее сопротивление участка от зажимов генератора до точки КЗ $z_{вн} < z_{кр}$ (близкое КЗ), то имеет место режим предельного возбуждения и значение тока КЗ $I^{(3)}_{к\infty}$ определяют по формуле (5.2), где принимают $E_f = E_{г\infty}$ и $x_г = x_{г\infty}$.

В частности, значение установившегося тока трехфазного КЗ на зажимах генератора можно определить по выражению (5.7), которое нетрудно получить из (5.2), подставив в него (5.5) и (5.6), при этом активным сопротивлением генератора можно пренебречь:

$$I^{(3)}_{к\infty} = ОКЗ I_{*в.пред} I_{ном.г}. \quad (5.7)$$

Если внешнее сопротивление до точки КЗ $z_{вн} \geq z_{кр}$ (удаленное КЗ), то имеет место режим нормального напряжения и значение тока КЗ определяют по формуле (5.2), где принимают $E_f = U_{ном.г}$, $x_г = 0$. Обычно при КЗ в этих точках значение $I^{(3)}_{к\infty}$ не рассчитывают, принимая $I^{(3)}_{к\infty} \approx I^{(3)}_{к0}$ (кроме особых случаев, например проверки чувствительности пусковых органов напряжения). При этом учитывают, что возможное увеличение тока $I^{(3)}_{к\infty}$ по сравнению с $I^{(3)}_{к0}$ (оно не превышает 20 %) идет в запас чувствительности максимальных токовых защит, а также компенсирует влияние другой подключенной к генератору нагрузки, сопротивление которой шунтирует КЗ, несколько уменьшая ток в месте повреждения и увеличивая ток генератора [18, 22].

При отсутствии паспортных значений $I_{*\text{в.пред}}$ и ОКЗ их рекомендуется определить опытным путем [18].

Для приближенных расчетов можно использовать метод расчетных кривых [9, 22], позволяющий определить относительное значение тока КЗ для любого момента времени в зависимости от расчетного сопротивления $z_{*\text{р}}$. Для этого по приведенным выше выражениям определяют z_{Σ}, а затем по выражению (5.1) — расчетное сопротивление до точки КЗ $z_{*\text{р}}$ в относительных единицах.

По расчетным кривым на рис. 5.1 и значению $z_{*\text{р}}$ находят относительные значения тока КЗ $I_{\text{к}*t}$ для соответствующего момента времени. Значение тока трехфазного КЗ для этого момента времени определяют по выражению

$$I_{\text{к}t}^{(3)} = I_{\text{к}*t} I_{\text{ном}\Sigma}, \qquad (5.8)$$

где $I_{\text{ном}\Sigma} = S_{\text{ном.г}\Sigma}/(\sqrt{3}U_{\text{ср}})$ — суммарный номинальный ток работающих генераторов, приведенный к напряжению $U_{\text{ср}}$ ступени, где рассматривается КЗ.

Расчетные кривые на рис. 5.1 учитывают шунтирующее влияние нагрузки, подключенной к генераторным шинам.

Таким образом, в сетях с электростанциями малой и средней мощности необходимо рассчитать следующие значения токов КЗ:

$I_{\text{к}\max}^{(3)}$ — максимальный ток трехфазного металлического КЗ при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для расчетов уставок защит и проверки селективности их действия;

$I_{\text{к}\min}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного металлического КЗ при минимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для проверки чувствительности защит;

$I_{\max}^{(1)}$ и $I_{\min}^{(1)}$ — максимальный и минимальный токи однофазного замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ, используется для выбора уставок и проверки чувствительности защит от замыканий на землю;

$I_{\text{к}\max}^{(1)}$ и $I_{\text{к}\min}^{(1)}$ — максимальный и минимальный токи однофазного КЗ на землю в сетях 110 – 220 кВ, используется для выбора уставок и проверки чувствительности защит от КЗ на землю.

При питании от генераторов для расчетов защит следует определить значения токов $I_{\text{к}0}^{(3)}$ и $I_{\text{к}0}^{(2)}$ (при $t = 0$), а для защит, имеющих выдержку времени и действующих в зоне $x_{*\text{р}} < 0{,}65$, — дополнительно и значение тока $I_{\text{к}\infty}^{(3)}$ (при $t = \infty$). Для других моментов времени токи КЗ определять не требуется.

Особенности поведения максимальной токовой защиты генератора в условиях затухания тока КЗ. Реальные кривые затухания тока КЗ на зажимах генератора могут отличаться от приведенных на рис. 5.1, что объясняется различием конструкций систем возбуждения и генераторов. Например, на рис. 5.2 приведена заводская кривая изменения во времени тока трехфазного КЗ (в кратных номинальному току генератора $I_{ном}$ значениях) на зажимах одного из генераторов фирмы Wartsila.

Значения токов КЗ при $t = 0$ и $t = \infty$ примерно равны соответствующим значениям, определенным по кривым на рис. 5.1, однако наименьшее значение тока наступает не при $t = 0{,}5$ с, а при $t = 0{,}2 \div 0{,}3$ с и глубина снижения тока больше, чем на кривых рис. 5.1.

Рассмотрим поведение цифровой максимальной токовой защиты генератора, уставка которой выбрана из условия обеспечения коэффициента чувствительности защиты $k_ч = 1{,}5$ при КЗ на его зажимах, при этом ток срабатывания защиты принят $I_{с.з} = 3I_{ном}/1{,}5 = 2I_{ном}$, выдержка времени 1 с. В начале КЗ она запускается, но через 0,21 с может вернуться из-за спадания тока и высокого коэффициента возврата (точка *а* на рис. 5.2). Через 0,33 с от начала КЗ она вновь запустится (точка *б* на рис. 5.2), и через 1 с отключит генератор. Таким образом, общее время отключения КЗ затянется и составит 1,33 с (вместо установленной 1 с). Отметим, что электромеханическая защита в этой ситуации не сбрасывает набранное время из-за сравнительно низкого коэффициента возврата.

Принципиально ничего страшного в увеличении времени отключения КЗ нет, поскольку термическая стойкость этого генератора при трехфазном КЗ составляет 10 с (при двухфазном — 4 с, при однофазном — 2 с).

Если такая затяжка отключения КЗ нежелательна, то можно выполнить одно из следующих мероприятий:

- принять ток срабатывания защиты не более $1{,}8I_{ном}$;
- в логике цифрового терминала защиты генератора предусмотреть задержку возврата защиты (рис. 5.3). Пуск защиты происходит от токового органа, при этом цепь *А* обеспечивает четкий набор выдержки времени $T_{с.з}$, несмотря на кратковременные снижения тока, поскольку после токового органа имеется элемент выдержки времени на возврат защиты $T_{в.з}$. Цепь *В* служит для предотвращения увеличения инерционного выбега защиты из-за задержки возврата защиты, при этом введение времени возврата защиты не приводит к необходимости увеличивать ступень селективности. Пусковые органы напряжения на схеме не показаны.

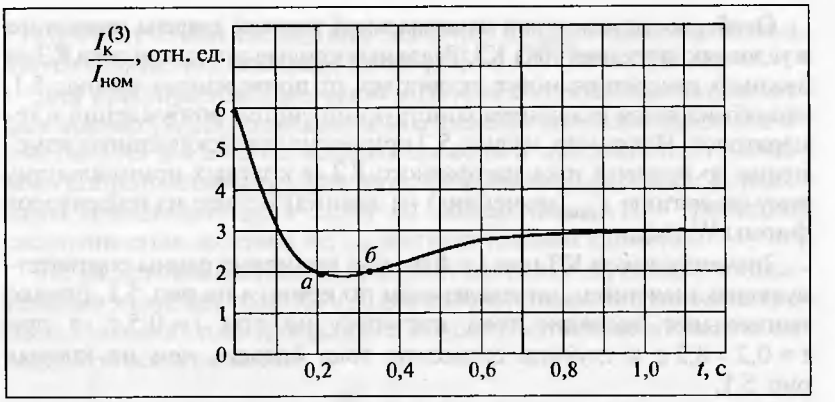


Рис. 5.2. **Кривая затухання тока трехфазного КЗ на зажимах генератора типа LSA54VL75/4p мощностью 2900 кВ · А напряжением 10,5 кВ**

В схеме предусмотрено удерживание выходного реле отключения до получения подтверждения отключенного положения выключателя. Это предотвращает возможность повреждения контактов выходного реле током катушки отключения привода при их преждевременном размыкании. Через 200 мс после получения сигнала об отключении выключателя (срабатывания реле *KQT*, или в старых обозначениях — *РПО*) схема удерживания автоматически разбирается и выходное реле возвращается в исходное состояние.

Не рекомендуется для ликвидации затяжки в отключении КЗ применять функцию максимальной токовой защиты (МТЗ) с корректией по напряжению (код ANSI 50V/51V). Это связано с тем, что в сетях с маломощными генераторами напряжением 6 (10) кВ КЗ вне зоны действия быстродействующих защит, даже за подключенными к генераторным шинам трансформаторами 6 (10)/0,4 кВ (на стороне 0,4 кВ), вызывают существенное снижение напряжения на генераторных шинах. Защита 50V/51V автоматически снизит ток срабатывания защиты генератора, при этом она может оказаться чувствительнее МТЗ отходящих линий (в том числе чувствительнее МТЗ трансформатора). Например, при снижении напряжения до 0,7; 0,6 и 0,5 номинального ток срабатывания МТЗ генератора снизится соответственно до 0,86; 0,73 и 0,6 уставки. При этом нарушается условие согласования защит по токам срабатывания и вместо трансформатора может неселективно отключиться генератор.

Особенности проверки чувствительности защиты. Общим для проверки чувствительности защит является выражение, в котором учи-

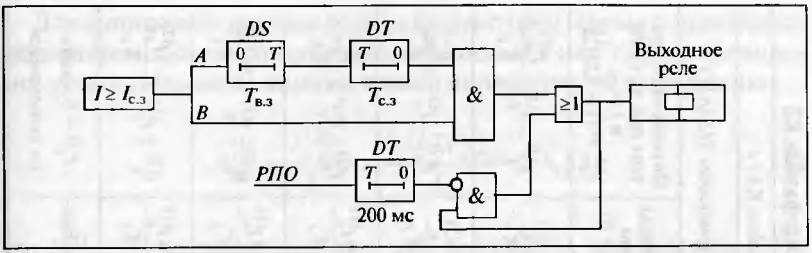


Рис. 5.3. **Логическая схема максимальной токовой защиты с регулируемым временем возврата**

тываются вторичные токи, при этом коэффициент чувствительности защиты $k_ч$ определяется по выражению

$$k_ч = \frac{I_{p\,min}}{I_{с.р}}, \qquad (5.9)$$

где $I_{p\,min}$ — минимальный расчетный ток в реле при КЗ в конце зоны действия защиты в минимальном режиме работы питающей системы, зависит от вида КЗ, схемы соединений трансформаторов тока и реле, схемы и вида защищаемого элемента; $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле.

Ток срабатывания реле определяется по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх}^{(3)} I_{с.з}}{K_I}, \qquad (5.10)$$

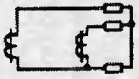
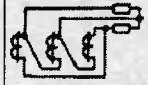
где $k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы трансформаторов тока при симметричном режиме; K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Расчетные токи в реле $I_{p\,min}$ при междуфазных КЗ и значения коэффициента схемы приведены в табл. 5.2.

Значения коэффициента чувствительности при минимальном токе междуфазного металлического КЗ должны быть не менее 1,5 в основной зоне и 1,2 в зоне резервирования.

Проверка чувствительности защиты при питании от энергосистемы. Минимальным током междуфазного КЗ является ток двухфазного КЗ в минимальном режиме. Соответственно, коэффициент чувствительности защиты определяется при двухфазном КЗ. В частных случаях коэффициент чувствительности можно находить по первичным токам. Рассмотрим эти случаи.

Таблица 5.2. **Токи в реле максимальной токовой защиты и значения коэффициента схемы при междуфазных КЗ**

№ схемы	Схема соединений ТТ и реле	Коэффициент схемы		Токи в реле при симметричном режиме (трехфазном КЗ)	Минимальные токи в реле при междуфазных КЗ			
					в месте установки защиты или за трансформатором Y/Y		за трансформатором Y/Δ (Δ/Y)	
		$k_{сх}^{(3)}$	$k_{сх\ min}^{(2)}$		Питание от системы (генератора при $z_{*р} > 0{,}65$ или $t = 0$)	Питание от генератора при $z_{*р} \le 0{,}65$ и $t = \infty$, $I_{коо}^{(2)} = (1 \div 1{,}5) I_{коо}^{(3)}$	Питание от системы (генератора при $z_{*р} > 0{,}65$ или $t = 0$)	Питание от генератора при $z_{*р} \le 0{,}65$ и $t = \infty$, $I_{коо}^{(2)} = (1 \div 1{,}5) I_{коо}^{(3)}$
1		1	1	$I_р^{(3)} = \frac{I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{2K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{I_{коо}^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{2I_к^{(2)}}{\sqrt{3} K_I} = \frac{I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} > I_р^{(3)} = \frac{I_{коо}^{(3)}}{K_I}$
2		1	1	$I_р^{(3)} = \frac{I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{2K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{I_{коо}^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{2I_к^{(2)}}{\sqrt{3} K_I} = \frac{I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} > I_р^{(3)} = \frac{I_{коо}^{(3)}}{K_I}$
3		1	1	$I_р^{(3)} = \frac{I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{2K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{I_{коо}^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{\sqrt{3} K_I} = \frac{0{,}5 I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(3)} > I_р^{(2)} = \frac{I_{коо}^{(2)}}{\sqrt{3} K_I}$
4		$\sqrt{3}$	2	$I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{2I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_{коо}^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{1{,}5 I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_{коо}^{(3)}}{K_I}$
5		$\sqrt{3}$	1	$I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{2K_I}$	$I_р^{(3)} \ge I_р^{(2)} = \frac{I_{коо}^{(2)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{1{,}5 I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} \ge I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_{коо}^{(3)}}{K_I}$
6		$\sqrt{3}$	1	$I_р^{(3)} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = \frac{I_к^{(2)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} I_к^{(3)}}{2K_I}$	$I_р^{(3)} \ge I_р^{(2)} = \frac{I_{коо}^{(2)}}{K_I}$	$I_р^{(2)} = 0$, схема не применяется	$I_р^{(2)} = 0$, схема не применяется

Для защит с включением реле на фазные токи (кроме защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ) коэффициент чувствительности защиты можно определить по выражению

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к}\,\min}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0{,}867 I_{\text{к}\,\min}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1{,}5, \qquad (5.11)$$

где $I_{\text{к}\,\min}^{(3)}$ — минимальный ток металлического трехфазного КЗ в конце защищаемого участка.

Для зоны резервирования коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1,2.

Для защит при любой схеме включения реле и трансформаторов тока (кроме защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ) коэффициент чувствительности защиты можно определить по выражению:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{k_{\text{сх}\min}^{(2)} I_{\text{к}\,\min}^{(2)}}{k_{\text{сх}\min}^{(3)} I_{\text{с.з}}} = \frac{k_{\text{сх}\min}^{(2)} 0{,}867 I_{\text{к}\,\min}^{(3)}}{k_{\text{сх}\min}^{(3)} I_{\text{с.з}}} \geq 1{,}5. \qquad (5.12)$$

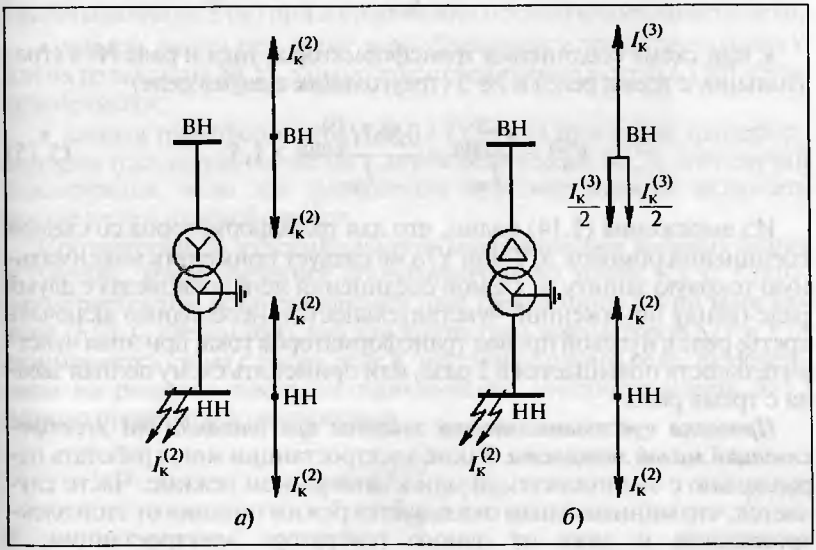


Рис. 5.4. **Векторные диаграммы токов на стороне НН и ВН при двухфазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y (*а*) и Δ/Y (*б*) при коэффициенте трансформации силового трансформатора $n_{\text{т}} = 1$**

Для проверки чувствительности защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ выражения (5.11), (5.12) непригодны, поскольку они не учитывают распределение токов в обмотках трансформатора. При двухфазном КЗ со стороны НН по двум фазам НН проходят токи $I_к^{(2)}$, а со стороны ВН в одной фазе проходит ток, численно равный току трехфазного КЗ $I_к^{(3)}$, в двух других — ток $I_к^{(3)}/2$ (рис. 5.4).

Соответственно, коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора, установленной со стороны ВН, можно определить по выражениям:

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 1 (полная звезда с тремя реле) и № 2 (неполная звезда с тремя реле)

$$k_ч^{(2)} = \frac{I_{к\,min}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1{,}5; \qquad (5.13)$$

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 3 (неполная звезда с двумя реле)

$$k_ч^{(2)} = \frac{0{,}5I_{к\,min}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1{,}5; \qquad (5.14)$$

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 4 (треугольник с тремя реле) и № 5 (треугольник с двумя реле)

$$k_ч^{(2)} = \frac{I_{к\,min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{0{,}867I_{к\,min}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1{,}5. \qquad (5.15)$$

Из выражения (5.14) видно, что для трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ не следует применять максимальную токовую защиту со схемой соединения неполная звезда с двумя реле (ввиду пониженной чувствительности), необходимо включать третье реле в нулевой провод трансформаторов тока, при этом чувствительность повышается в 2 раза, или применять схему полная звезда с тремя реле.

Проверка чувствительности защиты при питании от электростанций малой мощности. Такие электростанции могут работать параллельно с энергосистемой или в автономном режиме. Часто случается, что минимальным оказывается режим питания от этой электростанции и даже от одного генератора электростанции, а минимальным током повреждения оказывается ток трехфазного, а не двухфазного КЗ. Соответственно должны быть откорректированы методы проверки чувствительности защиты.

В этом случае при проверке чувствительности защиты необходимо учитывать быстрое затухание токов КЗ. К моменту срабатывания выходных реле максимальных токовых защит ток КЗ достигает установившегося значения. При расчетном сопротивлении до точки КЗ $x_р < 0{,}65$ минимальным током будет ток установившегося трехфазного КЗ, при этом ток двухфазного установившегося КЗ в зависимости от типов генераторов может достигать на зажимах генераторов ($x_р < 0{,}2$) максимум значения $1{,}5I^{(3)}_{к\infty}$, а при $x_р = 0{,}65$ $I^{(2)}_{к\infty} = I^{(3)}_{к\infty}$. При $x_р > 0{,}65$ приближенно можно считать, что минимальным током является ток двухфазного КЗ и принимать $I^{(2)}_{к\infty} = 0{,}867I^{(3)}_{к0}$.

Анализ токораспределения в токовых цепях максимальных токовых защит при различных схемах соединений трансформаторов тока и реле (см. табл. 5.2) показывает, что в установившемся режиме при $x_р < 0{,}65$ коэффициент чувствительности защиты при трехфазных КЗ получается меньше, чем при двухфазных, во всех случаях, кроме следующих:

- защита линий с включением трансформаторов тока на разность токов с одним реле (схема № 6), однако эта схема в сетях с собственной электростанцией не должна применяться, так как она имеет пониженную чувствительность, а также разную чувствительность к разным видам КЗ, что вызывает необходимость увеличивать ее ток срабатывания в $\sqrt{3}$ раз при согласовании последующих защит в сети;
- защита линии при схеме трансформаторов тока треугольник с двумя реле (схема № 5), однако такое соединение в сетях 6 (10) кВ не применяется;
- защита трансформатора Δ/Y-11 (Y/Δ-11) при схеме трансформаторов тока неполная звезда с двумя реле (схема № 3), этот случай исключается, если для повышения чувствительности включить третье реле в нулевой провод.

Соответственно чувствительность максимальных токовых защит в случаях, когда расчетное сопротивление до точки КЗ $x_р < 0{,}65$, проверяется при установившемся токе трехфазного КЗ по выражению (5.9). С учетом того, что для защит трансформаторов Δ/Y и Y/Δ применяется схема с тремя реле и что схема с одним реле, включенным на разность токов, не применяется, чувствительность МТЗ можно проверять по выражению

$$k^{(3)}_ч = \frac{I^{(3)}_{к\infty}}{I_{с.з}} \geq 1{,}5. \qquad (5.16)$$

При $x_р > 0{,}65$ чувствительность проверяется при токах двухфазного КЗ, соответствующих сверхпереходному режиму, по выражениям (5.11) – (5.15).

ГЛАВА ШЕСТАЯ

Синхронизация генераторов

Известны следующие способы синхронизации генераторов:

- самосинхронизация;
- точная автоматическая синхронизация;
- ручная точная синхронизация.

Согласно ПУЭ (п. 3.3.48) все генераторы должны быть оборудованы двумя видами синхронизации, в том числе ручной точной синхронизацией с блокировкой от несинхронных включений.

Опыт эксплуатации показал, что на рассматриваемых электростанциях самосинхронизация генераторов сопровождается значительными колебаниями напряжения на шинах 6 (10) и 0,4 кВ, приводящими к отключению потребителей и расстройству технологического процесса. Это объясняется тем, что синхронизируемые источники соизмеримы по мощности. Поэтому в настоящее время применяют ручную и автоматическую точную синхронизацию.

К сожалению, в серийно выпускаемых одноагрегатных электростанциях, а в ряде случаев и в проектах многоагрегатных электростанций предусматривают только один вид синхронизации — точную автоматическую, что является грубым нарушением требований ПУЭ.

Далее рассматриваются способы точной автоматической и ручной синхронизации.

Выполнение вторичных цепей напряжения. По условиям электробезопасности во вторичных цепях трансформаторов напряжения (ТН) должно быть предусмотрено постоянное заземление. На старых подстанциях заземляется нулевая точка вторичной обмотки, на новых — фаза *b* вторичных цепей. Это связано с удобством их фазировки.

Например, при проверке вторичных цепей напряжения с помощью прибора ВАФ-85 (или аналогичного) на зажимы *A*, *B*, *C* этого прибора подают напряжения фаз *1*, *2*, *3* от цепей ТН. Если одна из

фаз вторичных цепей ТН заземлена, например фаза *b* (при чередовании фаз *A – C – B* это будет фаза *3*), то эта фаза на прибор не подается, а его соответствующий зажим соединяется с «землей». При этом мы сразу получаем однозначное расположение фаз относительно друг друга (иначе в трех вариантах подключения лимб прибора будет вращаться в одну сторону).

При выполнении цепей синхронизации необходимо учитывать требования директивных материалов об устранении недостатков выполнения вторичных цепей трансформаторов напряжения [23]. Обычно на электростанциях и подстанциях вторичные цепи трансформаторов напряжения (ТН) в целях упрощения схем синхронизации выполнялись с общей шинкой *b*, заземляемой в одной точке, в основном на главном щите управления. Вследствие этого, как правило, не обеспечивалось действие автоматических выключателей, защищающих ТН при замыканиях в их вторичных цепях. Ввиду удаленности глухого заземления от ТН непосредственно у ТН устанавливались пробивные предохранители. При возможном перекрытии их разрядных промежутков в условиях КЗ на землю на территории подстанции во вторичной цепи ТН появляется посторонний ток, создающий большое падение напряжения в заземленном проводе между ТН и панелями РЗА, из-за чего возможны неправильные действия РЗА. В работе [23] отмечены и другие недостатки выполнения цепей ТН.

Для устранения этих недостатков предписано, в частности, отказаться от установки пробивных предохранителей, объединенной шинки *b*, а защитное заземление ТН устанавливать на ближайшей к ТН сборке зажимов. Приводимые далее схемы учитывают эти требования.

Автоматическая точная синхронизация. Для включения генератора в сеть должны быть выполнены следующие условия:

- напряжения генератора $U_г$ и сети $U_с$ должны быть равны

$$U_г = U_с, \tag{6.1}$$

это осуществляется регулированием тока возбуждения генератора;

- должно быть достаточно близкое совпадение частоты генератора $f_г$ и сети $f_с$

$$f_г \approx f_с, \tag{6.2}$$

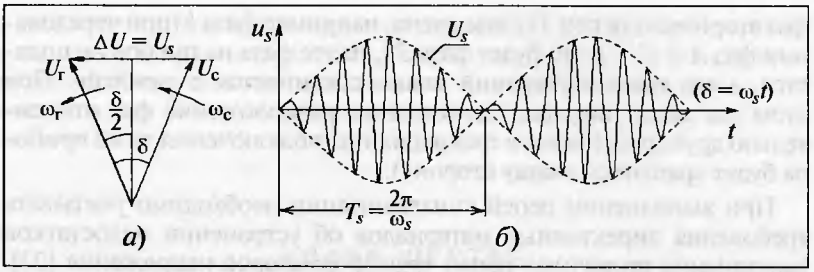


Рис. 6.1. **Напряжение скольжения:**
а — векторная диаграмма; *б* — график изменения u_s

это осуществляется регулированием частоты вращения генератора и плавной подгонкой частоты вращения генератора $\omega_г$ к частоте сети $\omega_с$;

• фазовый угол между напряжением генератора и сети должен быть равен нулю

$$\delta = 0, \qquad (6.3)$$

это осуществляется с помощью контроля за напряжением скольжения U_s векторов $U_г$ и $U_с$ (рис. 6.1) или контроля непосредственно за углом δ. Когда напряжение $U_s = 0$, угол $\delta = 0$; когда напряжение $U_s = 2U = 2U_г = 2U_с$, угол $\delta = 180°$, или в радианах $\delta = \pi$.

Для идеальной синхронизации включение выключателя должно произойти в момент оптимума, когда $U_s = 0$, а команда на включение должна быть подана заранее (с опережением), чтобы учесть собственное время включения выключателя $t_{в.в}$. На практике все эти условия выполнить с абсолютной точностью невозможно, поэтому возникает ошибка в выборе времени и соответственно угла опережения $\delta_{оп}$. Включение генератора сопровождается уравнительным током, вызывающим толчки мощности. Толчок активной мощности передается через генератор на приводной двигатель, толчок реактивной мощности воспринимается только генератором.

Так как ток и электромагнитный момент однозначно связаны, то значение допустимой ошибки угла опережения $\delta_{ош.д}$ определяют по допустимому току включения. Нормированное значение этого тока отсутствует. Приемлемые для практики значения параметров настройки синхронизаторов получаются, если принять допустимым толчок уравнительного тока, равный номинальному току генератора $I''_{вкл.доп} = I_{ном.г} = 1$ при $U_{с*} = E_{г*} = 1$. При этом кратность мгновен-

ного толчка электромагнитного момента на валу оказывается порядка двух номинальных [24, 25].

Допускается также некоторое неравенство напряжений сети и генератора, хотя это вызывает увеличение момента на валу. Это допущение оправдывается ненормированностью толчка, а также отсутствием значительных расхождений в значениях напряжений (ЭДС).

Соблюдение условия (6.2) необходимо также для того, чтобы предотвратить качания генератора после включения выключателя при синхронизации. Когда частота синхронизируемого генератора больше частоты сети, он обладает избытком кинетической энергии относительного движения. Чем больше разность частот, тем больше избыток кинетической энергии в момент включения генератора в сеть и тем длительнее будут качания. При большой разности частот он может не втянуться в синхронизм.

Исходя их изложенного допускается [16, 26 – 28]:

- толчок уравнительного тока, равный номинальному току генератора

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{ном.г}}, \tag{6.4}$$

- разность частот (частота скольжения)

$$f_s = f_{\text{г}} - f_{\text{с}} = 0{,}05 \div 0{,}3 \text{ Гц}, \tag{6.5}$$

что соответствует значению $\omega_s = \omega_{\text{г}} - \omega_{\text{с}} = 2\pi f_s = 0{,}314 \div 1{,}9$ рад/с. Обычно включение выключателя выполняют при угле $\delta \le 10°$ и когда частота подключаемой машины превышает частоту сети на 0,05 – 0,1 Гц, что соответствует движению стрелки синхроноскопа по часовой стрелке с периодом один оборот за 20 – 10 с;

- разница напряжений генератора $U_{\text{г}}$ и сети $U_{\text{с}}$

$$\frac{U_{\text{г}} - U_{\text{с}}}{U_{\text{с}}} 100 \le 5\ \%, \tag{6.6}$$

при наличии автоматической подгонки напряжений разница не должна превышать 1 %. При ручной подгонке напряжений всегда есть возможность установить ее не более 5 %, к чему и следует стремиться.

Устройства автоматической точной синхронизации автоматически подгоняют напряжение и частоту вращения генератора к аналогичным параметрам сети, выбирают оптимальный момент включения и дают команду на включение выключателя генератора.

Устройства автоматической точной синхронизации делятся на два класса: с постоянным углом опережения и с постоянным временем опережения. Принципиальное различие между ними заключается в определении момента подачи команды на включение выключателя.

Синхронизатор с постоянным углом опережения $\delta_{оп} = \text{const}$ не всегда правильно улавливает момент подачи сигнала на включение выключателя, особенно при сравнительно большом времени включения выключателя (порядка 0,5 с). Включение с нулевой ошибкой (без уравнительного тока) возможно только при угловой частоте скольжения точного включения $\omega_{s.в} = \delta_{оп}/t_{в.в}$. При $\omega_s \to 0$ или $\omega_s \to 2\omega_{s.в}$ возникают наибольшие угловые ошибки, равные соответственно $-\delta_{оп}$ или $+\delta_{оп}$, что учитывается при расчете уставок синхронизатора (см. ниже). Дополнительная ошибка может возникать из-за того, что при переменной частоте скольжения опережение по углу не равнозначно опережению по времени.

Синхронизатор с постоянным временем опережения в этом отношении по сравнению с синхронизатором с постоянным углом опережения более точен. Однако при малом времени включения выключателя (около 0,06 – 0,1 с), что характерно для малой энергетики, эти синхронизаторы становятся равнозначными и предпочтение следовало бы отдать синхронизатору с постоянным углом опережения как более простому [25].

Попутно заметим, что разность частот генератора и сети (частота скольжения) может измеряться в герцах, процентах или в радианах в секунду, между этими единицами измерений существуют следующие соотношения:

$$\omega_s\,[\text{рад/с}] = \omega_г - \omega_с = \frac{s\% \cdot 2\pi f}{100} = 2\pi f_s;\quad f_s\,[\text{Гц}] = f_г - f_с = \omega_s[\text{рад/с}]/(2\pi);$$

$$\omega_s\,[\text{рад/с}] = \frac{s\% \cdot 2\pi f}{100} = 3{,}14 \cdot s\,\%;\quad \omega_s\,[\text{град/с}] = 180^\circ s\,\%;$$

$$T_s = \frac{2}{s\%},\ \text{с};\quad \omega_s\,[\text{рад/с}] = \pi s\,\%;$$

$$\delta(\text{рад}) = \frac{2\pi}{360}\delta[\text{град}] = \frac{\delta[\text{град}]}{57{,}3};\quad s\,\% = \frac{\omega_s}{2\pi f}100.$$

Устройства автоматической точной синхронизации с постоянным углом опережения. При автоматической синхронизации с постоянным углом опережения команда на включение подается с контролем угла опережения и угловой частоты скольжения, с заранее рассчитанной допустимой угловой ошибкой, определяемой из условия, что уравнительный ток не превысит допустимого значения.

К сожалению, промышленность комплектно такие устройства не выпускает. Они в основном применяются для полуавтоматической синхронизации, при которой устройство лишь проверяет условия допустимости включения и в нужный момент формирует команду «включить», все же остальные операции (подгонка напряжений, частоты и скольжения) выполняет оперативный персонал. Кроме того, иногда их применяют и в схемах ручной точной синхронизации в качестве блокировки от несинхронного включения.

Одна из схем полуавтоматической синхронизации с постоянным углом опережения приведена на рис. 6.2.

Для получения постоянного опережения по углу используют напряжение скольжения U_s, на которое включаются реле минимального напряжения *KV1* и *KV2*. В схемах ТН с общей заземленной фазой *b* напряжение скольжения получалось, как показано на рис. 6.2, *а*. В схемах с индивидуальным защитным заземлением ТН (при отсутствии общей заземленной фазы *b*) напряжение скольжения получается с помощью однофазных разделительных трансформаторов Т-74 (127/127 В), как показано на рис. 6.2, *б*.

Между напряжением скольжения U_s и углом δ существует зависимость (см. рис. 6.1, *а*)

$$U_s = 2U \sin\frac{\delta}{2} = 2U \sin\frac{\omega_s t}{2}, \qquad (6.7)$$

где $\omega_s = \omega_г - \omega_с$ — угловая частота скольжения.

Поэтому реле, настроенное на напряжение срабатывания U_s, работает при определенном значении угла δ.

Два реле минимального напряжения *KV1* и *KV2*, включенные на напряжение скольжения, настраиваются на напряжение срабатывания (отпускания якоря реле) $U_{с.р1}$ и $U_{с.р2}$ соответственно (рис. 6.3). Этим они фиксируют соответствующие значения углов δ.

С помощью реле *KT* задается контрольное время $t_к$, отсчет которого начинается при срабатывании (отпускании якоря реле и замыкании контакта) *KV1.1*. При этом реле *KV2* и *KL1* находятся в подтянутом состоянии, поскольку контакт *KV2.1* замкнут.

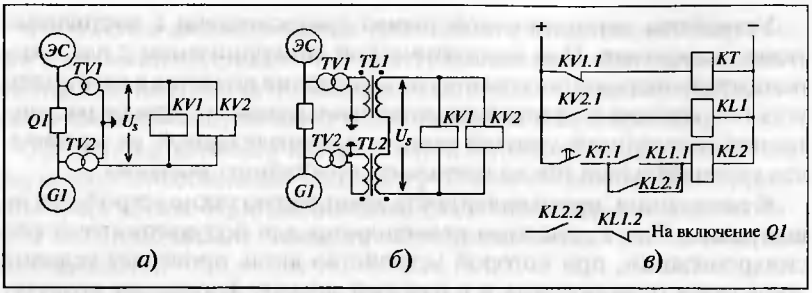


Рис. 6.2. **Схема полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения**

Если угловая частота скольжения ω_s велика, то за контрольное время реле *KV2* и *KL1* успевают сработать (точки *а1* и *б1* на рис. 6.3), замыкающий контакт *KL1.1* (см. рис. 6.2, *в*) будет разомкнут, и при замыкании контакта *KT.1* срабатывания реле *KL2* не происходит и команда на включение выключателя не поступает.

Если угловая частота скольжения равна допустимой или меньше ее (точки *а2*, *б2* и *а3*, *б3* на рис. 6.3), то якорь реле *KL1* подтянут, а через замкнутый контакт *KL1.1* (см. рис. 6.2, *в*) срабатывает и самоудерживается реле *KL2*. При этом замыкается контакт *KL2.2* в цепи включения выключателя. При дальнейшем снижении напряжения биения срабатывает (размыкает контакт) реле *KV2.1*, при этом реле *KL1* своим размыкающим контактом *KL1.2* замыкает цепь включения выключателя.

Из рис. 6.3 видно, что при малой угловой частоте скольжения включение выключателя генератора возможно с углом ошибки $\delta_{ош}$ и соответствующим толчком уравнительного тока.

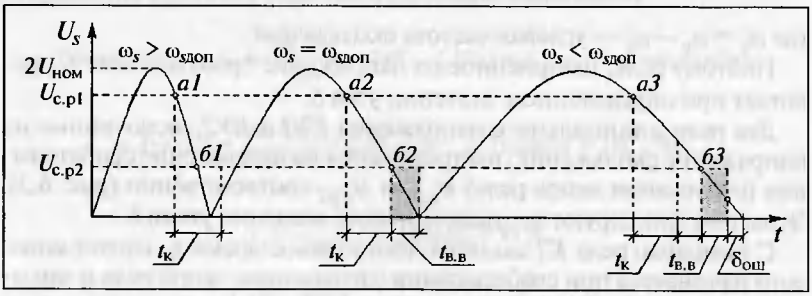


Рис. 6.3. **Диаграмма работы полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения в зависимости от напряжения скольжения**

Расчет уставок синхронизатора выполняется по приведенным ниже выражениям [16, 24, 29].

Исходя из допустимого толчка тока при включении $I_{доп} = I_{ном.г}$ определяется допустимая угловая ошибка синхронизатора

$$\delta_{ош.доп} \approx \frac{I_{доп} z_{\Sigma}}{U_{ном}}, \qquad (6.8)$$

где z_{Σ} — суммарное сопротивление между ЭДС генератора и напряжением энергосистемы (генераторы замещаются сверхпереходным сопротивлением x''_d); $U_{ном}$ — номинальное напряжение.

Напряжение срабатывания (отпадания) реле *KV2*, определяющее необходимый угол опережения

$$U_{с.р2} = 2U_{номТН} \sin \frac{\delta_{ош.доп}}{2}, \qquad (6.9)$$

где $U_{номТН}$ — номинальное напряжение вторичных цепей ТН, принимается равным 100 В.

При определении напряжения срабатывания реле *KV1* можно предусмотреть два варианта синхронизации.

Первый вариант — длительность синхронизации не имеет значения. Находится допустимое скольжение

$$\omega_{sдоп} \le \delta_{ош.доп}/t_{в.в}. \qquad (6.10)$$

Напряжение срабатывания (отпадания) реле *KV1*

$$U_{с.р1} = 2U_{номТН} \sin \frac{\omega_{sдоп}(t_{в.в} + t_к)}{2}, \qquad (6.11)$$

где $t_к$ — контрольное время, обычно принимается в пределах 0,3 – 0,5 с.

Второй вариант — длительность синхронизации ограничена. Значение допустимого скольжения при тех же значениях тока включения и угла ошибки может быть увеличено вдвое [29] (это наглядно видно из рис. 6.4):

$$\omega_{sдоп} \le 2\delta_{ош.доп}/t_{в.в}. \qquad (6.12)$$

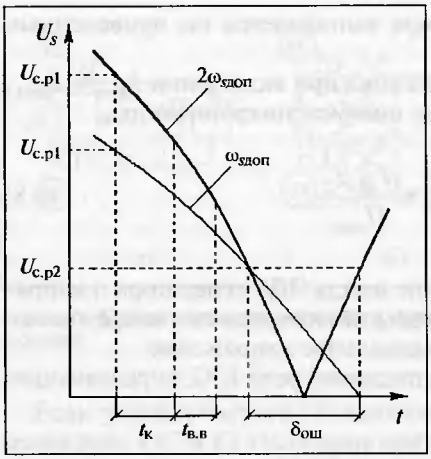


Рис. 6.4. **Иллюстрация возможности увеличения допустимого скольжения в 2 раза**

Напряжение срабатывания (отпадания) реле *KV1*

$$U_{с.р1} = 2U_{номТН} \times \times \sin\frac{\omega_{здоп}(t_{в.в} + 2t_к)}{4}. \quad (6.13)$$

Пример 6.1. Рассчитать параметры полуавтоматического синхронизатора (или устройства блокировки от несинхронного включения) для генератора ТК-2,5-2РУ3 для его синхронизации с сетью неограниченной мощности. Параметры генератора: $P_{ном} = 2500$ кВт; $U_{ном} = 10{,}5$ кВ; $I_{ном} = 172$ А; $x''_d = 0{,}15$ отн. ед. Время включения выключателя $t_{в.в} = 0{,}1$ с.

Р е ш е н и е. Принимаем $I_{доп} = I_{ном.г} = 1$, тогда по выражению (6.8) имеем

$$\delta_{ош.доп} = \frac{1 \cdot 0{,}15}{1} = 0{,}15 \text{ рад} = 8{,}6 \text{ град}.$$

Напряжения срабатывания (отпадания) реле *KV2* по выражению (6.9)

$$U_{с.р2} = 2 \cdot 100 \sin\frac{0{,}15}{2} = 30 \text{ В}.$$

По выражению (6.10) значение допустимой угловой частоты скольжения $\omega_{зд} \le 0{,}15/0{,}1 = 1{,}5$ рад/с = 86 град/с.

Принимаем $t_к = 0{,}4$ с. Тогда напряжения срабатывания (отпадания) реле *KV1* по выражению (6.11) $U_{с.р1} = 2 \cdot 100 \sin\frac{1{,}5(0{,}1 + 0{,}4)}{2} = 73{,}3$ В.

В целях ускорения синхронизации можно по выражению (6.12) увеличить значение допустимой угловой частоты скольжения: $\omega_{здоп} \le 2 \cdot 0{,}15/0{,}1 = 3$ рад/с = = 172 град/с. Тогда напряжение срабатывания (отпадания) реле *KV1* по выражению (6.13) составит $U_{с.р1} = 2 \cdot 100 \sin\frac{3(0{,}1 + 2 \cdot 0{,}4)}{4} = 125$ В. Однако $\omega_{здоп} =$ = 3 рад/с превосходит рекомендованное по (6.5) значение 1,9 рад/с, поэтому может потребоваться проверка устойчивости синхронизации (см. далее).

Устройства автоматической точной синхронизации с постоянным временем опережения. При автоматической синхронизации с постоянным временем опережения команда на включение подается с заранее установленным временем $t_{оп}$, равным времени включения вы-

ключателя $t_{в.в}$, по отношению к моменту, когда напряжение скольжения U_s будет равно нулю, с контролем допустимой угловой частоты скольжения ω_s (рис. 6.5). Таким образом, выключатель включится практически в момент, когда $\delta = 0$, с минимальным уравнительным током. В этом заключается основное достоинство синхронизаторов данного типа. К недостаткам относится сложность выполнения. В настоящее время эти синхронизаторы находят наибольшее применение.

Принцип действия синхронизатора с постоянным временем опережения [24 – 31]. На рис. 6.6 приведены кривые изменения напряжения скольжения

$$U_s = 2U\sin\frac{\omega_s t}{2}, \tag{6.14}$$

его производной

$$\frac{dU_s}{dt} = \omega_s U\cos\frac{\omega_s t}{2} \tag{6.15}$$

и их суммы U_Σ

$$U_\Sigma = k_1 2U\sin\frac{\omega_s t}{2} + k_2\omega_s U\cos\frac{\omega_s t}{2}. \tag{6.16}$$

Для момента времени t_n, когда суммарное напряжение переходит через нуль, можно записать

$$k_1 2U\sin\frac{\omega_s t_n}{2} + k_2\omega_s U\cos\frac{\omega_s t_n}{2} = 0,$$

откуда $\operatorname{tg}\frac{\omega_s t_n}{2} = -\frac{k_2}{k_1}\frac{\omega_s}{2}$, или, учтя, что $t_n = t_s - t_{оп} = \frac{2\pi}{\omega_s} - t_{оп}$, получаем $\operatorname{tg}\frac{\omega_s t_{оп}}{2} = \frac{k_2}{k_1}\frac{\omega_s}{2}$.

Для углов опережения $\delta_{оп} = \omega_s t_{в.в}$ менее $50 - 60°$ (или $\delta_{оп} < \pi/3$) можно приравнять тангенс его аргументу, что дает

$$t_{оп} \approx \frac{k_2}{k_1} = \text{const}. \tag{6.17}$$

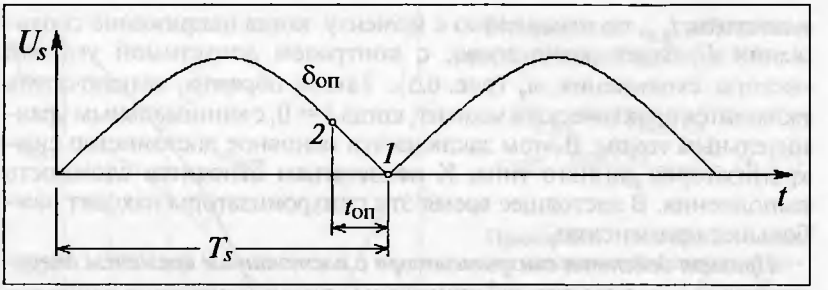


Рис. 6.5. **Диаграмма работы автоматического синхроинизатора с постоянным временем опережения в зависимости от напряжения скольжения**

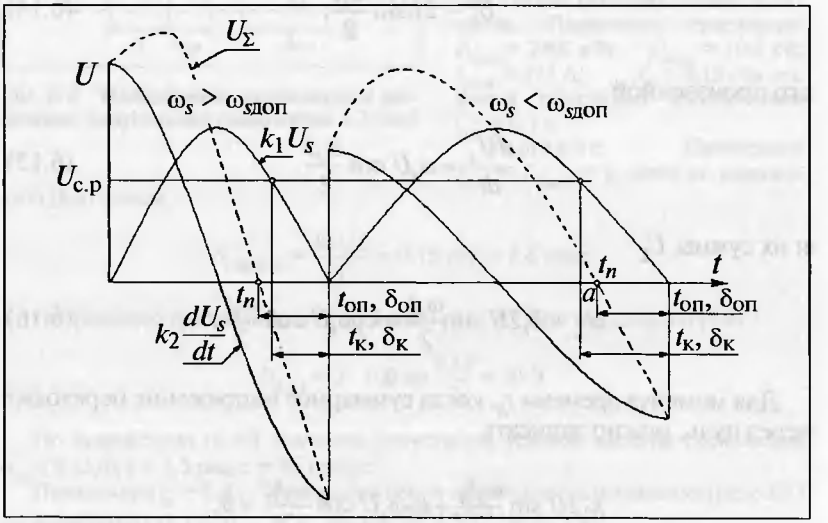


Рис. 6.6. **График напряжения скольжения, его производной и их суммы (точка *a* — момент подачи команды на включение)**

Таким образом, при задании значения $t_{оп}$ сразу же задаются пропорции, в которых складываются выражения (6.14) и (6.15). При этом при заданном $t_{оп}$ интервал времени между моментами перехода через нулевые значения напряжений U_Σ и U_s практически не зависит от угловой частоты скольжения ω_s, что наглядно видно из рис. 6.6.

В синхронизаторах старого типа (АСТ-4, УБАС, СА-1) для автоматического выбора угла опережения и оценки значения ω_s используется напряжение скольжения.

По заданному времени опережения синхронизатор выбирает допустимый угол опережения $\delta_{оп}$, пропорциональный допустимой угловой частоте скольжения

$$\delta_{оп} = \omega_s t_{в.в}. \qquad (6.18)$$

Контроль допустимого для включения выключателя скольжения выполняется с помощью сопоставления заданного времени опережения $t_{оп}$ (угла опережения $\delta_{оп}$) с контрольным $t_к$ (контрольным углом опережения $\delta_к$), см. рис 6.6. Начало отсчета контрольного времени фиксируется с помощью реле минимального напряжения, подключенного к напряжению U_s, напряжение срабатывания (замыкания размыкающего контакта) которого

$$U_{с.р} = 2U_s \sin\frac{\delta_{оп.доп}}{2}. \qquad (6.19)$$

При $\omega_s > \omega_{sдоп}$ первым по времени оказывается сигнал $t_{оп}$ ($\delta_{оп}$) и включение выключателя запрещается. При $\omega_s < \omega_{sдоп}$ первым по времени оказывается сигнал $t_к$ ($\delta_к$) и включение выключателя разрешается.

При $U_г \neq U_с$ форма кривой скольжения искажается, особенно в области перехода через нуль (вместо нулевого получается значение, равное разности напряжений). Возникают заметные погрешности при неравенстве напряжений, большем 10 – 12 %, отказы в действии при малых ω_s, когда условия включения наиболее благоприятны. Из-за того что синхронизатор длительное время не может включить генератор, оперативный персонал иногда вынужден переходить с автоматической синхронизации на ручную.

В синхронизаторах нового поколения напряжение скольжения по указанной причине не используется, а используется измерительный преобразователь, выходное напряжение U_δ которого зависит от угла δ. При этом разность напряжений до 30 % не влияет на значение U_δ.

Учтено также, что при переменной частоте скольжения синхронизатор, вычисляющий угол опережения по выражению (6.18), может дать ошибку, поэтому в современных синхронизаторах учитывается ускорение скольжения в виде производной угловой частоты скольжения. По первой производной $dU_\delta/dt = k\omega_s$ вычисляется ω_s, по второй $d^2U_\delta/dt^2 = kd\omega_s/dt$ — ускорение вращения ротора генератора. При этом угол опережения вычисляется по выражению

$$\delta_{оп} = \omega_s t_{в.в} \pm \frac{d\omega_s}{dt}\frac{t_{в.в}^2}{2} = \frac{d\delta}{dt} t_{в.в} \pm \frac{d^2\delta}{dt^2}\frac{t_{в.в}^2}{2}. \quad (6.20)$$

Синхронизатор работает при условии (см. рис. 6.6)

$$\delta + \delta_{оп} = 2\pi. \quad (6.21)$$

Действие синхронизатора разрешается при углах опережения

$$\delta_{оп.доп} > \delta_{оп} > 0, \quad (6.22)$$

где $\delta_{оп.доп}$ — максимально допустимый угол опережения, определяемый синхронизатором с учетом ускорения.

Угол $\delta_{оп.доп}$ и является тем контрольным углом $\delta_к$, с которым сопоставляется текущее значение $\delta_{оп}$ для определения момента подачи команды на включение выключателя (см. рис. 6.6).

Для вычисления $\delta_{оп.доп}$ синхронизатору задается в виде уставки либо максимально допустимая угловая частота скольжения $\omega_{sдоп}$, либо максимально допустимая разность частот $f_{sдоп} = f_г - f_с = \omega_{sдоп}/(2\pi)$.

Максимально допустимую угловую частоту скольжения $\omega_{sд}$ можно определить исходя из максимального угла ошибки синхронизатора, которая зависит от самого синхронизатора ($\Delta t_с$) и разброса времени включения выключателя ($\Delta t_{в.в}$),

$$\delta_{ош.доп} = \omega_{sдоп}(\Delta t_с + \Delta t_{в.в}),$$

тогда

$$\omega_{sдоп} = \frac{\delta_{ош.доп}}{\Delta t_с + \Delta t_{в.в}}, \quad (6.23)$$

где $\delta_{ош.доп}$ находится по выражению (6.8).

Однако практически этих вычислений делать не требуется (см. пример 6.2).

Примером устройства нового поколения является микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М2 производства ООО АСУ-ВЭИ (г. Москва). Синхронизатор выполняет следующие функции [32]:

• регулирование частоты вращения генератора импульсами «прибавить» и «убавить», воздействующими на уставку регулятора

частоты вращения приводного двигателя генератора, для достижения оптимальной частоты скольжения;

- регулирование напряжения генератора импульсами «прибавить» и «убавить», воздействующими на уставку автоматического регулятора возбуждения, для уравнивания напряжения генератора и сети;
- формирование команды «включить» для включения выключателя с заданным временем опережения, с контролем частоты скольжения и ее производной;
- защита от несинхронного включения;
- светодиодная индикация сигналов регулирования частоты вращения и напряжения, подачи импульса на включение выключателя и состояния выключателя, а также изображение фазового угла на индикаторе, подобном синхроноскопу;
- ручное и автоматическое тестирование;
- контроль и диагностику отказов.

Питание АС-М2 осуществляется от источника переменного тока напряжением 220 В или от цепей 100 (110) В трансформатора напряжения.

Предусмотрена возможность подключения компьютера, который используется при наладке синхронизатора и при просмотре осциллограмм, записанных АС-М2 в процессе синхронизации (записываются значения режимных параметров и управляющих воздействий с периодом 50 мс, а при сформированной команде «включить» — с периодом 10 мс). Предусмотрена возможность передачи осциллограмм в АСУ ТП с помощью интерфейса RS-485(422).

В состав программного обеспечения АС-М2 входит модель объекта регулирования, позволяющая обучить персонал и выбрать предварительные настройки синхронизатора.

Пример 6.2. Рассчитать уставки точной синхронизации при применении синхронизатора АС-М2 для условий примера 6.1. Разброс по времени включения выключателя $\Delta t_{в.в} = 0{,}01$ с.

Р е ш е н и е. Принимаем $I_{доп} = I_{ном.г} = 1$, тогда по выражению (6.8) имеем

$$\delta_{ош.доп} = \frac{1 \cdot 0{,}15}{1} = 0{,}15 \text{ рад} = 8{,}6 \text{ град}.$$

Изготовителем указаны пределы допустимых уставок разности частот генератора и сети 0,05 – 0,5 Гц, при этом наибольшая угловая погрешность синхронизатора составляет 3 град (или $\Delta\delta_{ош.с} = \Delta\delta_{ош.с}[\text{град}]/57{,}3 = 3/57{,}3 = 0{,}052$ рад).

Отсюда находим, что при уставке разности частот 0,05 Гц (что соответствует $\omega_s = 2\pi f_s = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}05 = 0{,}314$ рад/с) $\Delta t_c = 0{,}052/0{,}314 = 0{,}17$ с. Максимально

допустимое значение $\omega_{здоп} = \dfrac{\delta_{ош.доп}}{\Delta t_с + \Delta t_{в.в}} = \dfrac{0{,}15}{0{,}17 + 0{,}01} = 0{,}83$ рад/с, или $0{,}83/(2\pi) = 0{,}13$ Гц.

При уставке разности частот 0,5 Гц (что соответствует значению $\omega_s = 2\pi f_s = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}5 = 3{,}14$ рад/с) $\Delta t_с = \Delta\delta_{ош.с}/\omega_s = 0{,}052/3{,}14 = 0{,}017$ с. Максимально допустимое значение $\omega_{здоп} = \dfrac{\delta_{ош.доп}}{\Delta t_с + \Delta t_{в.в}} = \dfrac{0{,}15}{0{,}017 + 0{,}01} = 5{,}6$ рад/с, или $5{,}6/(2\pi) = 0{,}89$ Гц.

Из расчетов видно, что ограничение угловой частоты скольжения по условию допустимой угловой ошибки настолько велико, что никаких расчетов выполнять не требуется.

Практически при наладке синхронизатора вводят уставку $t_{в.в}$, а уставку разности частот генератора и сети принимают в соответствии с выражением (6.5). Сначала принимают одну из наименьших уставок, например 0,1 Гц. Если при этом длительность синхронизации недопустимо затягивается, то ее увеличивают, например до 0,2 Гц.

Устойчивость точной синхронизации. В момент включения агрегат обладает кинетической энергией относительного движения, расходуемой после включения на работу электромагнитных моментов и на потери в процессе качаний ротора. Устойчивость синхронизации можно проверить по известному правилу площадей [29, 33]. При синхронизации ненагруженного генератора механическая мощность первичного двигателя близка к нулю, допустимый угол вылета ротора примерно равен 180°, площадка торможения велика и синхронизация, как правило, устойчива с большим запасом и специальной проверки не требуется.

В случае синхронизации нагруженных генераторов или частей электрической схемы (например, при синхронизации нагруженной электростанции с энергосистемой) может потребоваться расчетная проверка устойчивости синхронизации. Неустойчивость синхронизации может возникнуть в редких случаях очень слабой связи с системой (если внешнее сопротивление велико). Тогда необходимо соответственно снизить максимально допустимую угловую частоту скольжения.

Устройства ручной точной синхронизации с блокировкой от несинхронного включения предусматривают возможность синхронизации на выключателях генераторов, секционном выключателе и выключателях вводов от энергосистемы. Упрощенная схема синхронизации на некоторых из этих выключателей приведена на рис. 6.7. В этой схеме учтены требования [23] об отказе от объединенной шинки *b* вторичных цепей трансформаторов напряжения и установке защитных заземлений ТН на ближайшей сборке зажимов.

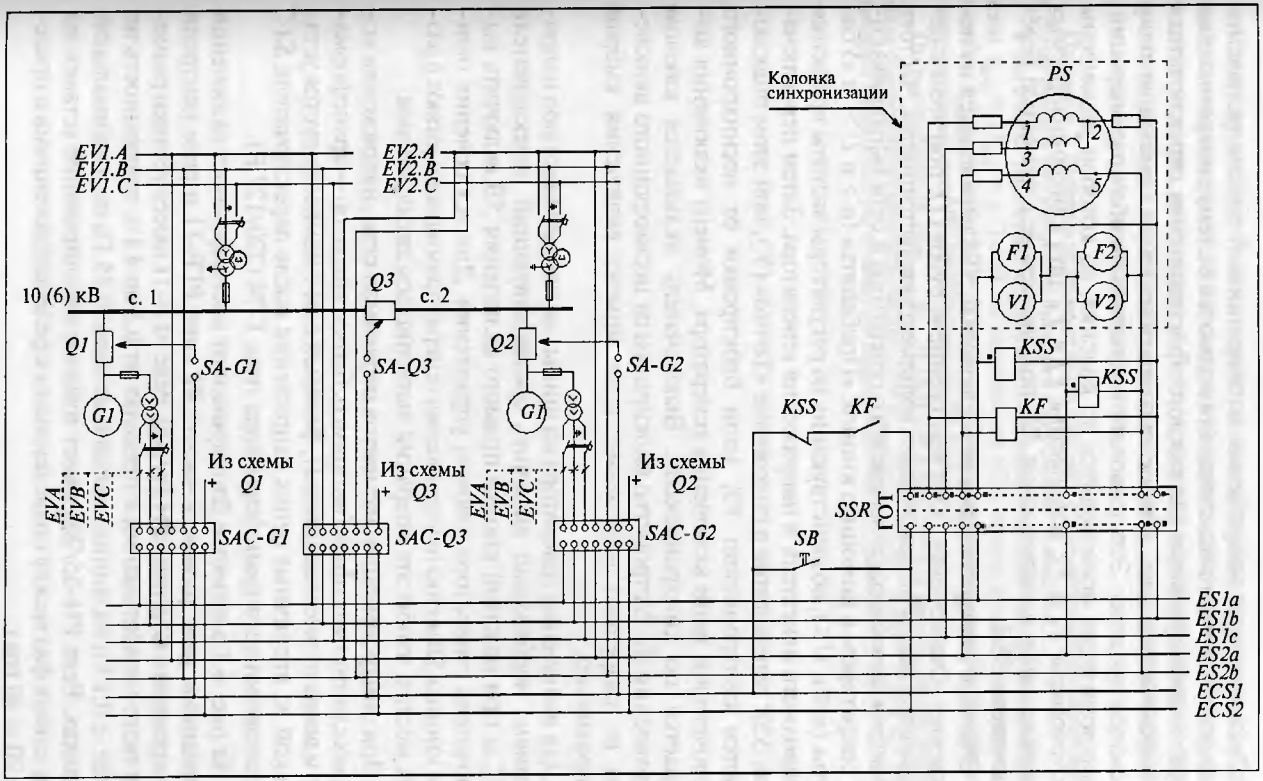


Рис. 6.7. **Упрощенная схема ручной точной синхронизации с блокировкой от несинхронного включения**

Сравниваемые напряжения и оперативный ток на включение синхронизируемого выключателя подаются в схему синхронизации через индивидуальные для каждого присоединения переключатели синхронизации *SAC* (старое обозначение ПСХ), имеющие одну съемную рукоятку. Это позволяет исключить ошибочные операции. Синхронизация производится по колонке, на которой размещены частотомеры *F1* и *F2*, вольтметры *V1* и *V2* двух синхронизируемых напряжений и синхроноскоп *PS*, подключаемые с помощью переключателя *SSR*.

В начале синхронизации переключатель *SSR* переводится из положения «Отключено» (*O*) в положение «Грубо» (*Г*), при этом к цепям напряжения подключаются вольтметры и частотомеры. Частота и напряжение синхронизируемого генератора и сети выравниваются оператором с помощью кнопок «Прибавить» ($n >$ и $U >$) и «Убавить» ($n <$ и $U <$), воздействующих на регуляторы частоты вращения приводного двигателя и напряжения генератора. Затем переключатель *SSR* переводится в положение «Точно» (*Т*), при этом подключаются синхроноскоп *PS*, цепи блокировки от несинхронного включения и цепи включения генератора. Момент включения выбирается по синхроноскопу. Выключатель включается ключом управления *SA*. Устройство блокировки от несинхронного включения не разрешает включение, если момент включения выбран неправильно.

Для включения генератора на шины, не находящиеся под напряжением, необходимо включить соответствующий переключатель *SAC* и при нажатой кнопке прямого включения *SB* включить выключатель генератора ключом управления. Для исключения ошибок кнопка *SB* и ключи управления генераторами располагают в разных местах, чтобы эта операция выполнялась двумя лицами.

При синхронизации элементов первичной сети, напряжения которых сдвинуты по фазе (например, блока генератор — трансформатор и ввода от энергосистемы), фазовый сдвиг компенсируется установкой во вторичных цепях напряжения после переключателя *SAC* фазоповоротного трансформатора типа Т-74 (220/127 В).

На рис. 6.7 в качестве блокировки от несинхронного включения применены реле разности частот *KF* типа РГР-11 и реле контроля синхронизма *KSS* типа РН 55/200. Реле РГР-11 имеет уставки разности частот срабатывания в пределах от 0,5 до 4 Гц, погрешность не более ± 0,1 Гц на минимальной и не более 0,15 Гц на максимальной уставках. Реле РН-55/200 имеет плавное регулирование уставки по углу сдвига фаз между подведенными к реле напряжениями в пределах 20 — 40 град.

Схему ручной точной синхронизации обычно совмещают со схемой автоматической синхронизации (здесь она не приводится) и выполняют так, чтобы при работе устройства автоматической синхронизации была возможность визуально контролировать ее работу с помощью колонки синхронизации.

Пример 6.3. Выбрать уставки реле блокировки от несинхронного включения в схеме ручной точной синхронизации для условий примера 6.1.

Р е ш е н и е. Принимаем допустимый бросок тока при синхронизации равным $I_{доп} = 2I_{ном} = 2$. Тогда по выражению (6.5) имеем допустимую угловую ошибку $\delta_{ош.доп} = 2 \cdot 0{,}15/1 = 0.3$ рад = 17,2 град, принимаем минимальную уставку по шкале реле РН 55/200, равную 20 град.

По выражению (6.7) $\omega_{здоп} \le 2 \cdot 0{,}15/0{,}1 = 3$ рад/с = 172 град/с. Этому значению соответствует разность частот $\Delta f = \omega_{здоп}/(2\pi) = 3/(2 \cdot 3{,}14) = 0{,}48$ Гц. Принимаем минимальную уставку по шкале реле РГР-11, равную 0,5 Гц.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

Регулирование частоты и активной мощности

7.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Первичные регуляторы частоты вращения. Полные сведения о регуляторах частоты вращения (РЧВ) можно найти в [16, 24 – 31, 34, 35]. В общих чертах дело сводится к тому, что мощность, полученная в результате преобразования первичной энергии (газа, угля, гидравлического напора, энергии деления ядерного топлива) в электрическую, должна точно соответствовать мощности, которая нужна потребителю в данный момент времени. Критерием этого соответствия является частота.

Для поддержания частоты в заданных пределах все приводные двигатели генераторов (турбины, ДВС) оснащают регуляторами частоты вращения, называемыми первичными. Раньше, когда электростанции с небольшим количеством генераторов работали на изолированную нагрузку, первичный регулятор имел одно назначение — поддержание частоты вращения (частоты переменного тока) в заданных пределах при изменениях нагрузки. В объединенных энергосистемах его функции расширились: кроме регулирования частоты, он используется для распределения активной нагрузки между энергоблоками и регулирования обменной мощности по линиям электропередачи между энергосистемами.

Функциональная схема применяемых в энергетике РЧВ приведена на рис. 7.1. В измерительном органе фактическая частота вращения сравнивается с заданной ранее уставкой, которая вводится с помощью моторчика изменения частоты вращения *МИЧВ*. Полученный сигнал через усилительный и исполнительный органы управляет регулирующим клапаном, т.е. подачей энергоносителя и, следовательно, частотой вращения. Моторчик управляется оператором или автоматически.

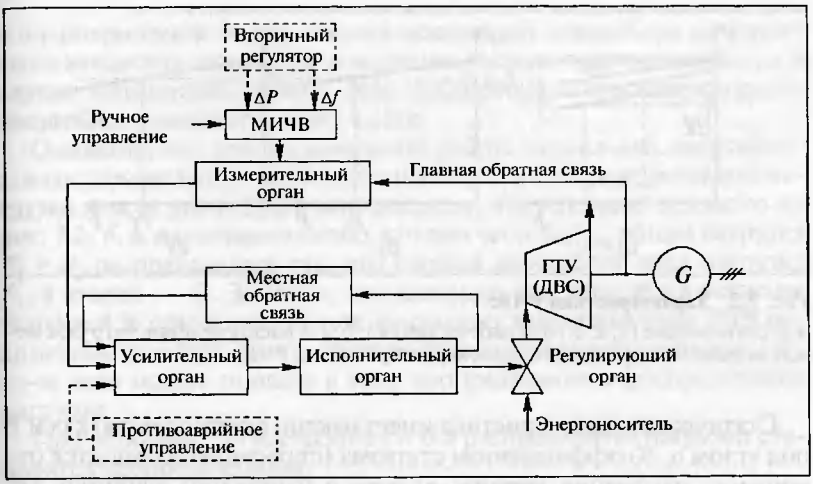


Рис. 7.1. **Функциональная схема регулятора частоты вращения**

Местная отрицательная обратная связь, показанная на рис. 7.1, может быть жесткой, гибкой или комбинированной (жесткой и гибкой).

Местная жесткая обратная связь обеспечивает регулирование с заданным коэффициентом статизма. Такая связь применяется в РЧВ паровых и газовых турбин и двигателей внутреннего сгорания. При отключении жесткой обратной связи получают астатическую характеристику регулирования.

Для астатического регулирования можно применить местную гибкую обратную связь. Она получается с помощью так называемого изодромного устройства (дифференцирующего звена). После изменения нагрузки турбины изодромное устройство в начале процесса регулирования ведет себя как жесткая обратная связь, чем предотвращается перерегулирование. Спустя некоторое время «жесткость» обратной связи пропадает и частота вращения возвращается к первоначальному значению.

С помощью комбинированной обратной связи можно получить быстродействующее регулирование с большим статизмом (более 10 %) с последующим медленным снижением статизма до значений 3 – 4 %. Такая связь обеспечивает более плавное регулирование мощности агрегата и применяется в РЧВ гидротурбин, для которых необходимо предотвратить возможность появления гидравлических ударов из-за инерции воды в водоводах.

Получаемые характеристики регулирования приведены на рис. 7.2.

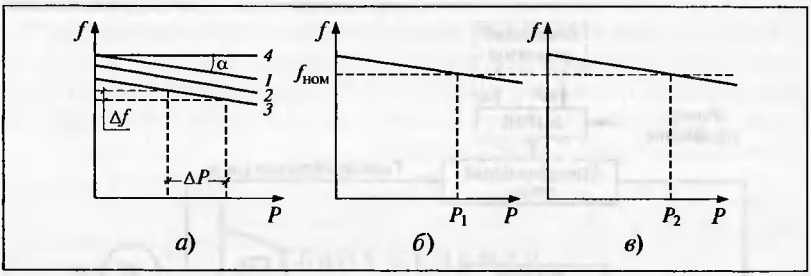


Рис. 7.2. **Характеристики РЧВ:**
а — статические (*1, 2, 3*) и астатическая (*4*); *б, в* — распределение нагрузок между агрегатами при статических характеристиках РЧВ

Статическая характеристика имеет наклон по отношению к оси P под углом α. Коэффициентом статизма (статизмом) называется отношение изменения частоты Δf сети к изменению нагрузки ΔP, Гц/МВт:

$$s = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \operatorname{tg}\alpha, \tag{7.1}$$

или

$$s\,[\text{отн. ед.}] = \frac{\Delta f / f_{\text{ном}}}{\Delta P / P_{\text{ном}}}; \quad s\,[\%] = \frac{\Delta f / f_{\text{ном}}}{\Delta P / P_{\text{ном}}} 100, \tag{7.2}$$

где $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность энергоблока, МВт; $f_{\text{ном}}$ — номинальная частота сети.

Из (7.1) видно, что статизм равен относительному изменению частоты при изменении нагрузки агрегата от холостого хода до номинальной. Коэффициент статизма РЧВ паровых и газовых турбин и двигателей внутреннего сгорания обычно невелик и составляет 4 – 5 %.

Иногда статизм характеризуют обратной величиной, называемой крутизной частотной характеристики, МВт/Гц:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1}{s} = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_{\text{ном}}}{s\%} \frac{100}{f_{\text{ном}}} = \frac{2P_{\text{ном}}}{s\%}. \tag{7.3}$$

Статической характеристике регулирования, показанной на рис. 7.2, *а*, соответствует уравнение

$$\Delta f + s\Delta P = 0. \tag{7.4}$$

Статическую характеристику можно перемещать параллельно самой себе с помощью *МИЧВ*, при этом в случае параллельной работы

с энергосистемой (когда частота постоянна) энергоблок изменяет свою мощность вследствие изменения расхода энергоносителя, а в случае автономной работы при стабильной мощности нагрузки энергоблок изменяет частоту в сети.

Очевидно, что при параллельной работе нескольких энергоблоков со статическими характеристиками распределение активной нагрузки между ними будет однозначным, что наглядно показано на рис. 7.2, *б*, *в*, из которого видно, что при частоте $f_{ном}$ общая нагрузка $P_1 + P_2$ распределилась так, что первый энергоблок взял нагрузку P_1, а второй — P_2. Заметим, что значение коэффициента статизма меньше 4 % принимать нельзя, поскольку характеристика РЧВ нелинейная и может иметь местную неравномерность порядка 2 %, из-за чего можно попасть в зону неопределенного распределения нагрузок.

При астатической настройке $s = 0$ и распределение нагрузки становится неопределенным.

7.2. О ТРЕБОВАНИЯХ К ТОЧНОСТИ ПОДДЕРЖАНИЯ ЧАСТОТЫ

Требования потребителей. Активная мощность энергосистемы P_c в зависимости от частоты определяется суммой нагрузок различных групп потребителей, мощность которых по-разному зависит от частоты [27]:

$$P_c = \sum_{n=0}^{n=4} \alpha_n P_{с.ном} (f / f_{ном}) n, \qquad (7.5)$$

где $P_{с.ном}$ — мощность системы при номинальной частоте; n — номер группы потребителей, рассматривается далее; α_n — долевое участие этой группы потребителей в мощности энергосистемы; f — фактическое значение частоты; $f_{ном}$ — номинальное значение частоты.

Для нулевой группы потребителей $n = 0$. Их мощность не зависит от частоты (осветительная нагрузка, электропечи, электроприемники, питаемые через выпрямители).

Для первой группы потребителей $n = 1$. Их мощность зависит от частоты в первой степени (металлообрабатывающие станки, компрессоры и др.).

Для второй группы потребителей $n = 2$. Их мощность зависит от частоты во второй степени (в чистом виде таких потребителей нет, но у некоторых есть зависимость, близкая к квадратичной. Эта группа — промежуточная между первой и третьей).

Для третьей группы потребителей $n = 3$. Их мощность зависит от частоты в кубе (вентиляторы и насосы при небольшом напоре).

Для четвертой группы потребителей $n = 4$. Их мощность зависит от частоты в четвертой и более высокой степени (насосы при большом напоре, например питательные насосы котлов электростанций).

Проведя ряд математических операций, можно найти изменение потребления мощности в системе $\Delta P_{\text{с}}$ при малых отклонениях частоты Δf:

$$\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta f} = \frac{P_{\text{с.ном}}}{f_{\text{ном}}}(\alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4), \qquad (7.6)$$

или, отн. ед.:

$$P_{*\text{с}} / f_* = \alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4 = k_{\text{н}}. \qquad (7.7)$$

Отношение $P_{*\text{с}} / f_*$ обозначается как $k_{\text{н}}$ и называется регулирующим эффектом нагрузки. Для систем России обычно $k_{\text{н}} = 1 \div 3$, т.е. при снижении частоты на 1 % (0,5 Гц) потребление уменьшится на 1 – 3 %.

Считается, что снижение производительности потребителей на 1 – 3 % вполне допустимо. Приняв $\Delta P_{\text{доп}} = 3$ %, получим, что для первой группы потребителей можно допустить снижение частоты на $\Delta f_{\text{доп1}} = \Delta P_{\text{доп}} / k_{\text{н1}} = 3/1 = 3$ %, или $50 \cdot 0{,}03 = 1{,}5$ Гц; для третьей группы $\Delta f_{\text{доп1}} = \Delta P_{\text{доп}} / k_{\text{н1}} = 3/3 = 1$ %, или $50 \cdot 0{,}01 = 0{,}5$ Гц. Следовательно, большинство потребителей допускают отклонение частоты от 50 Гц на ± 0,5 Гц, поскольку это не оказывает заметного влияния на их работу.

Это следует учитывать при автономной работе электростанции (без связи с энергосистемой). В ряде случаев можно обойтись без вторичного регулирования, возложив поддержание частоты на первичные регуляторы приводного двигателя с корректировкой их работы оперативным персоналом (см. § 7.3).

Пример 7.1. Определить, в каком диапазоне отклонения потребляемой мощности нагрузки оператор может не вмешиваться в регулирование, если нагрузка получает питание от своей автономной электростанции мощностью 5 МВт, а текущая потребляемая мощность нагрузки составляет 3 МВт. Регулятор (или регуляторы при нескольких агрегатах) частоты вращения имеет статизм $s = 4$ %. Регулирующий эффект нагрузки не учитывать.

Р е ш е н и е. С помощью *МИЧВ* выставляем характеристику регулятора частоты вращения в точку A с координатами 3 МВт — 50 Гц (рис. 7.3). При этом регулятор работает по характеристике *а*.

Если принять допустимое отклонение частоты ± 0,5 Гц, то допустимый диапазон изменения нагрузки составляет $\Delta P_{\text{доп}} = \pm \Delta f_{\text{доп}} / s = \pm 1$ %/0,04 = ± 25 %, т.е. $\pm 0{,}25 \cdot 5 = \pm 1{,}25$ МВт. Следовательно, в диапазоне нагрузки $3 \pm 1{,}25 =$

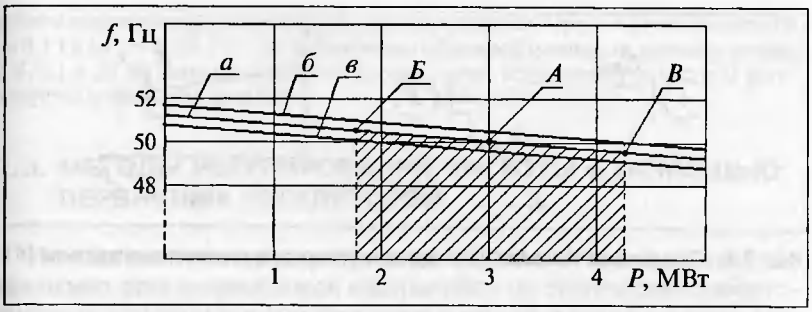


Рис. 7.3. **Характеристики регулятора частоты вращения к примеру 7.1**

= 1,75 ÷ 4,25 МВт частота «не уйдет» более чем на ± 0,5 Гц. Этот диапазон работы показан заштрихованной областью на рис. 7.3, он ограничен крайними точками *Б* и *В* на установленной характеристике регулятора частоты вращения.

При большем отклонении нагрузки и, следовательно, частоты оператору придется восстановить ее путем смещения характеристики регулятора воздействием на *МИЧВ* (топливный клапан), при котором регулятор будет работать по характеристике *б* или *в*.

Если учесть, что РЧВ имеет зону нечувствительности регулирования частоты вращения, которая при любой нагрузке не должна превышать 0,2 % номинальной частоты вращения, то рассчитанный диапазон будет меньше. Он рассчитывается следуюшим образом.

Зона нечувствительности 0,2 % номинальной частоты соответствует 0,1 Гц. При этом при допустимом отклонении частоты на 0,5 Гц регулятор «почувствует» 0,4 Гц. Допустимый диапазон изменения нагрузки составит $\Delta P_{доп} = \pm \Delta f_{доп}/s = \pm 0{,}8\ \%/0{,}04 = \pm 20\ \%$, т.е. $\pm 0{,}2 \cdot 5 = \pm 1{,}0$ МВт. Диапазон нагрузки, в котором частота «не уйдет» более чем на ± 0,5 Гц, составит не менее $3 \pm 1{,}0 = 2 \div 4$ МВт.

Можно также воспользоваться выражением для вычисления возможного диапазона изменения нагрузки энергоблока в пределах зоны нечувствительности РЧВ

$$\Delta P = P_{ном}\Delta f_{неч}/s,$$

где $\Delta f_{неч}$ — зона нечувствительности РЧВ по частоте, %.

Для нашего случая находим $\Delta P = 5 \cdot 0{,}2\ \%/4\ \% = 0{,}25$ МВт. Диапазон нагрузки, в котором частота не уйдет более чем на ± 0,5 Гц, составит не менее $(1{,}75 + 0{,}25) \div (4{,}25 - 0{,}25) = 2 \div 4$ МВт, т.е. получаем тот же результат.

Требования энергосистемы. Энергосистема предъявляет более жесткие требования к поддержанию частоты. Это объясняется двумя причинами.

Первая причина. Отклонения частоты от номинального значения вызывают существенные изменения обменной мощности по линиям электропередачи между энергосистемами с возможной их пере-

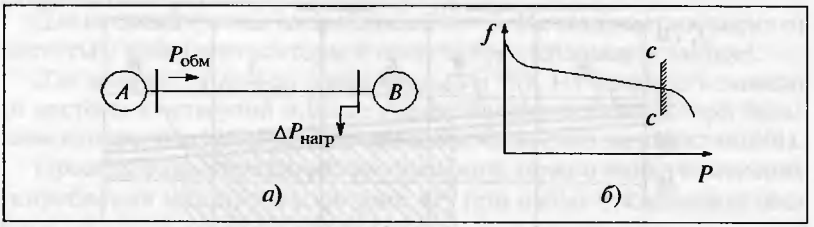


Рис. 7.4. **Схема энергосистем (*а*) и характеристика регулирования их частоты (*б*)**

грузкой и разделением энергосистем вследствие нарушения устойчивости параллельной работы. Поэтому ПУЭ [1] допускает отклонения частоты в нормальном режиме в пределах не более ± 0,1 Гц.

Вторая причина. Распределение нагрузки между агрегатами выполняется диспетчером энергосистемы с учетом их технико-экономических показателей. Заданный режим поддерживается только при частоте 50 Гц. Отклонения частоты приводят и к отклонению от заданного режима распределения нагрузок. Как показано в примере 7.1, при статизме $s = 4$ % и отклонении частоты на ± 0,5 Гц мощность энергоблока изменится на ± 25 %, что недопустимо по условиям рационального экономичного распределения нагрузок. При отклонении частоты на ± 0,1 Гц отклонение мощности энергоблока составит $\Delta P = \Delta f/s = 0{,}2/0{,}04 = 5$ %, что значительно меньше, чем в первом случае. Считается, что отклонение мощности крупного энергоблока, не приводящее к существенному изменению режима, составляет не более ± 2,5 %, что соответствует отклонению частоты не более 0,05 Гц.

Пример 7.2. Сравнить значения обменной мощности между энергосистемами *A* и *B* в схеме на рис. 7.4 при изменении частоты на 0,5 Гц и на 0,1 Гц вследствие наброса нагрузки ΔP в энергосистеме *B*. Энергосистемы *A* и *B* работают с одинаковой мощностью *P*, а пропускная способность межсистемной ЛЭП составляет 0,1*P*.

Р е ш е н и е. Статизм системы значительно больше, чем отдельного агрегата, и составляет 10 – 20 %. Это объясняется тем, что характеристики энергоблоков в начальной и конечной частях характеристики отличаются от 4 % (рис. 7.4, *б*), часть энергоблоков работают на ограничителях мощности *c* – *c*, а остальные — в режимах, близких к полной нагрузке, из экономических соображений. Предположим, что статизм обеих энергосистем одинаков и составляет $s = 0{,}1$. При отклонении частоты на 0,5 Гц мощность энергосистемы *A* изменится на $\Delta P_A = \Delta f/s = 1$ %/0,1 = 10 %, это изменение будет передаваться по ЛЭП для покрытия наброса нагрузки. Пренебрегая регулирующим эффектом нагрузки, получаем, что изменение обменной мощности по отношению к пропускной способности ЛЭП составляет 10 %/0,1 = 100 %. Поскольку ЛЭП уже была загружена, то последствия однозначны — нарушение устойчивости параллельной

работы энергосистем с отключением электропередачи. При отклонении частоты на 0,1 Гц $\Delta P_A = 0{,}2/0{,}1 = 2$ %, а изменение обменной мощности составит только 2 %/0,1 = 20 %. Поэтому в энергосистемах кроме регулирования частоты регулируется и обменная мощность.

7.3. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ С ПОМОЩЬЮ ПЕРВИЧНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

Полуавтоматическое регулирование частоты. Регуляторы частоты вращения всех энергоблоков настраивают на статические характеристики, при этом все они участвуют в регулировании частоты. Однако при больших изменениях нагрузки точность поддержания частоты выходит за допустимые значения, поэтому оперативный персонал периодически корректирует частоту путем воздействия на *МИЧВ* [кнопками «Прибавить», «Убавить», находящимися на главном щите управления (ГЩУ) электростанции]. Это приводит к смещению характеристик первичных регуляторов параллельно самим себе и соответствующему изменению мощности энергоблоков (см. пример 7.1).

Преимуществом этого метода является простота исполнения, недостатком — необходимость оперативному персоналу осуществлять постоянный контроль колебаний частоты и резерва мощности регулирующей электростанции.

Метод может быть использован в небольших энергосистемах.

Метод ведущего агрегата. При автономной работе электростанции можно настроить РЧВ одного из агрегатов на астатическую характеристику, а остальные — на статическую, как показано на рис. 7.5. Из рисунка видно, что первый энергоблок взял нагрузку P_1, второй и третий — P_2 и P_3, причем все изменения нагрузки ΔP принимает первый энергоблок, имеющий астатическую характеристику

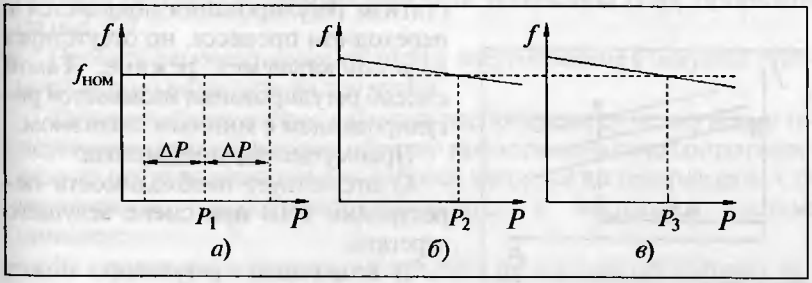


Рис. 7.5. **Распределение нагрузки между энергоблоками с астатической (*а*) и статическими (*б*, *в*) характеристиками РЧВ**

РЧВ. При этом частота в сети стабильная, она поддерживается первым энергоблоком с достаточной точностью.

Закон регулирования для первого агрегата $\Delta f = 0$, для второго и третьего соответственно $\Delta f + s_2 \Delta P_2 = 0$ и $\Delta f + s_3 \Delta P_3 = 0$.

Преимуществом этого метода является простота исполнения, недостатком — необходимость перестройки РЧВ при смене ведущего агрегата (например, при выводе его в ремонт), а также постоянного контроля оперативным персоналом суммарной нагрузки электростанции и резерва мощности ведущего агрегата.

Метод может быть использован в небольших энергосистемах, где мощность одного генератора достаточна для покрытия неплановых изменений нагрузки.

7.4. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ С ПОМОЩЬЮ ВТОРИЧНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

Вторичный автоматический регулятор частоты АРЧ измеряет отклонение частоты от номинального значения и вырабатывает управляющие команды на смещение характеристик первичных регуляторов энергоблоков (работает вместо оператора). Вторичный регулятор имеет астатическую характеристику, поэтому он поддерживает частоту с достаточной точностью.

Метод ведущего агрегата. Все первичные РЧВ энергоблоков электростанции настраиваются на статические характеристики по закону регулирования $\Delta f + s_{\text{ст}n} \Delta P_n = 0$. Вторичный АРЧ (см. рис. 7.1) воздействует на один из РЧВ, перемещая его характеристику по закону $\Delta f = 0$.

В конечном итоге получается астатическое регулирование частоты, такое же, как при рассмотренной выше астатической настройке одного из первичных РЧВ. Однако вторичный АРЧ при изменении нагрузки на ΔP регулирует частоту по пути $а - б - в$ (рис. 7.6). Здесь статизм регулирования появляется в переходном процессе, но отсутствует в установившемся режиме. Такой способ регулирования называется регулированием с мнимым статизмом.

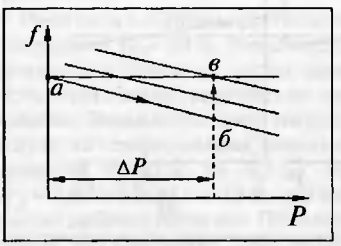


Рис. 7.6. **Иллюстрация действия вторичного АРЧ**

Преимущества этого метода:

1) отсутствует необходимость перестройки РЧВ при смене ведущего агрегата;

2) вторичный регулятор может быть легко дополнен другими функциями, например распределения

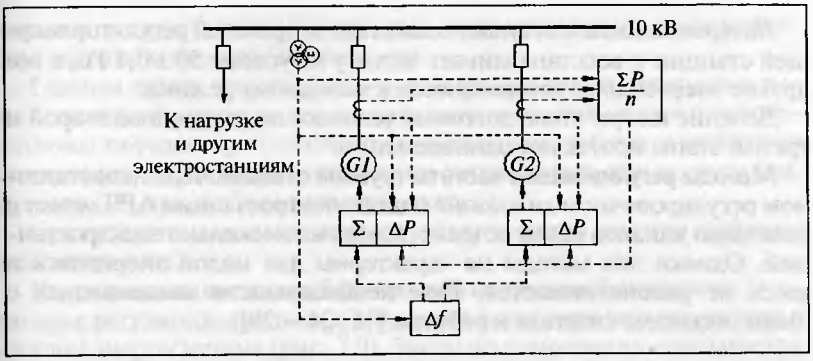


Рис. 7.7. **Структурная схема вторичного регулятора частоты ведущей станции**

мощности между энергоблоками, поддержания или ограничения перетока мощности по линиям электропередачи.

Метод ведущей станции расширяет диапазон мощности, которого не хватает одному агрегату. Регулирование мощности любого n-го агрегата ведущей станции выполняется по закону:

$$\Delta f + k_n (P_n - P_{\text{зад } n}) = 0, \qquad (7.8)$$

где P_n — фактическая мощность n-го агрегата; $P_{\text{зад } n}$ — заданная мощность n-го агрегата; k_n — коэффициент регулирования по мощности.

Обычно к регулированию частоты привлекаются электростанции со сравнительно простым технологическим циклом (гидроэлектростанции, газотурбинные станции) и одинаковыми агрегатами. Для одинаковой загрузки агрегатов в качестве заданной мощности в выражении (7.8) принимают $P_{\text{зад } n} = (\Sigma P)/n$. Структурная схема вторичного регулятора, соответствующая уравнению (7.8), приведена на рис. 7.7.

Процесс регулирования частоты в энергосистеме с ведущей станцией можно разделить на три этапа.

На первом этапе наброс нагрузки распределяется между всеми генераторами энергосистемы обратно пропорционально сопротивлению от места возникновения наброса нагрузки до генераторов. Соответственно энергоблоки тормозятся и частота в системе снижается.

На втором этапе вступают в действие первичные регуляторы, которые распределяют нагрузку по закону статических характеристик этих регуляторов.

На третьем этапе вступает в действие вторичный регулятор ведущей станции и восстанавливает частоту на уровне $50 \pm 0{,}1$ Гц, а все другие энергоблоки возвращаются к исходному режиму.

Деление на три этапа довольно условно, на самом деле второй и третий этапы протекают одновременно.

Методы регулирования частоты группой станций. При недостаточном регулировочном диапазоне одной электростанции АРЧ может с помощью каналов связи воздействовать на несколько электростанций. Однако эти методы не характерны для малой энергетики и здесь не рассматриваются. При необходимости ознакомиться с ними отсылаем читателя к работам [16, 24 – 29].

7.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ОБМЕННОЙ МОЩНОСТИ

В основу регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистемах положен принцип раздельного регулирования плановых и неплановых изменений мощности.

Регулирование плановых изменений мощности (соответственно и перетоков мощности по линиям электропередачи) производится путем задания каждой электростанции энергосистемы почасового суточного графика нагрузки, в соответствии с которым и с заранее определенным долевым участием мощность энергоблоков регулируется автоматически или вручную оперативным персоналом (рис. 7.8). При этом учитывается необходимость экономически выгодного распределения нагрузок между энергоблоками, а если электростанции связаны линиями электропередачи большой протяженности, то и минимизации потерь мощности в сети.

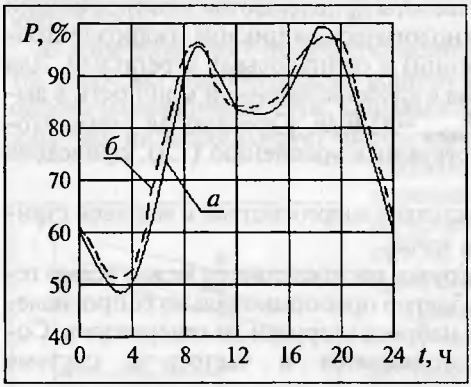


Рис. 7.8. **Примерный суточный график нагрузки энергосистемы:**
а — плановый; *б* — неплановый (фактический)

Неплановые изменения мощности в энергосистемах оцениваются в 1 – 4 % суммарной нагрузки объединения, меньшая цифра — для крупных объединений. Регулирование неплановых изменений

мощности производится системами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности.

Главная задача этих систем — не допустить такой перегрузки линий электропередачи между энергосистемами, при которой энергосистемы потеряют устойчивость параллельной работы и выйдут из синхронизма. Для этого необходимо регулировать как частоту (см. пример 7.2), так и обменную мощность.

Существуют несколько методов регулирования частоты и обменной мощности.

Регулирование частоты с блокировкой по обменной мощности. Вторичные регуляторы частоты и обменной мощности устанавливают в каждой энергосистеме (рис. 7.9). Закон регулирования описывается следующим образом:

$$\Delta f + k_{\text{р}}\Delta P_{\text{обм}} = 0; \quad \Delta P_{\text{обм}} = P_{\text{обм}} - P_{\text{обм.зд}}, \qquad (7.9)$$

где $P_{\text{обм}}$ — текущее значение обменной мощности; $P_{\text{обм.зд}}$ — заданное значение обменной мощности; $k_{\text{р}}$ — коэффициент регулирования по мощности.

Схема регулирования выполняется так, чтобы при изменении нагрузки в одной из энергосистем приходил в действие вторичный регулятор только той энергосистемы, где произошло это изменение, а остальные блокировались. Предположим, что в энергосистеме B произошел наброс нагрузки $\Delta P_{\text{нагр}}$. Частота всего объединения снижается, и по статическим характеристикам первичных регуляторов агрегаты обеих энергосистем увеличивают свою мощность, которая пойдет на покрытие дополнительной нагрузки. Соответственно увеличивается и обменная мощность в линии связи. Направление мощности от шин примем за положительное. Тогда знаки изменения мощности и частоты для энергосистемы A будут разные ($-\Delta f$; $+\Delta P_{\text{обм}}$), а для энергосистемы B одинаковые ($-\Delta f$; $-\Delta P_{\text{обм}}$). По этому признаку в регулировании обменной мощности участвует только регулятор энергосистемы B.

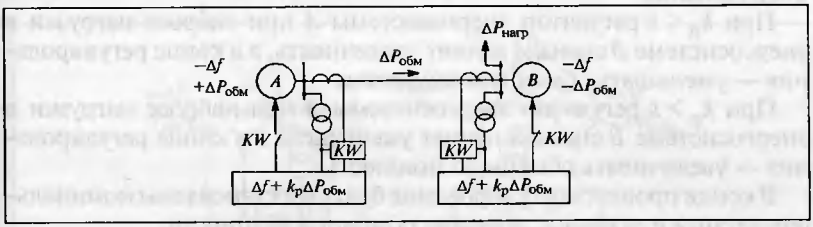


Рис. 7.9. **Схема регулирования частоты с блокировкой по обмеиной мощности:** *KW* — реле направления мощности

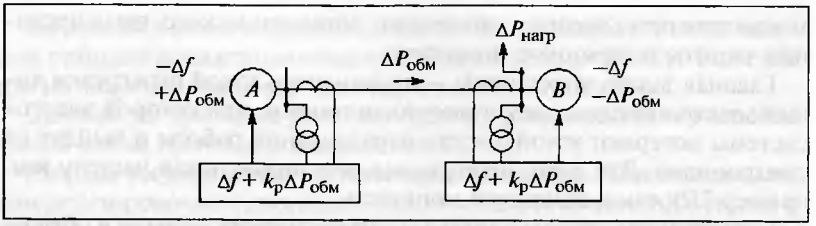


Рис. 7.10. **Схема регулирования частоты со статизмом по обменной мощности**

Регулирование частоты со статизмом по обменной мощности ведется по закону (7.9) без блокировки по направлению мощности (рис. 7.10).

При набросе нагрузки в энергосистеме *B* уравнения регулирования с учетом знака направления мощности следующие:

для системы *A*

$$-\Delta f + k_р \Delta P_{обм} = 0; \qquad (7.10)$$

для системы *B*

$$-\Delta f - k_р \Delta P_{обм} = 0, \qquad (7.11)$$

откуда видно, что вторичный регулятор в системе *B* дает усиленный, а в системе *A* — ослабленный сигнал на увеличение частоты вращения энергоблоков регулирующих станций.

Если для энергосистемы *A* принять $k_р$ равным коэффициенту статизма *s*, то с учетом $s = \Delta f/\Delta P$, $\Delta P = \Delta P_{обм}$, $\Delta P_{обм} = \Delta f/s$ имеем:

$$-\Delta f + k_р \Delta f/s = 0,$$

откуда следует, что в той энергосистеме, в которой нет изменения нагрузки, регулятор обменной мощности не действует.

Однако настроить регулятор по условию $k_р = s$ невозможно, поскольку коэффициент статизма энергосистемы не остается постоянным, он изменяется в зависимости от нагрузки и состава оборудования.

При $k_р < s$ регулятор энергосистемы *A* при набросе нагрузки в энергосистеме *B* сначала начнет увеличивать, а в конце регулирования — уменьшать обменную мощность.

При $k_р > s$ регулятор энергосистемы *A* при набросе нагрузки в энергосистеме *B* сначала начнет уменьшать, а в конце регулирования — увеличивать обменную мощность.

В конце процесса регулирования будут восстановлены номинальная частота и заданное значение обменной мощности.

Раздельное регулирование частоты и обменной мощности. Регулирование частоты возлагается на одну энергосистему (например,

энергосистему *B*, см. рис. 7.11), а обменной мощности — на другую энергосистему (энергосистему *A*). При изменении нагрузки в энергосистеме *B* частота в энергообъединении снижается и первичные регуляторы энергоблоков увеличивают вырабатываемую мощность. Соответственно увеличивается $P_{обм}$. При этом вторичные регуляторы стремятся в энергосистеме *A* поддержать заданное значение обменной мощности ($\Delta P_{обм} = 0$), а в энергосистеме *B* — заданное значение частоты ($\Delta f = 0$). При отключении межсистемной линии вторичный регулятор энергосистемы *A* переводится в режим поддержания заданного значения частоты.

Такой метод регулирования больше подходит для малой энергетики, поскольку при параллельной работе с энергосистемой последняя поддерживает частоту независимо от значения обменной мощности. Схема вторичного автоматического регулирования частоты и обменной мощности (АРЧМ) на электростанции малой энергетики показана на рис. 7.12.

В режиме автономной работы электростанции (выключатель *Q1* отключен) АРЧМ поддерживает заданное значение частоты.

В режиме параллельной работы электростанции и энергосистемы *ЭС* АРЧМ поддерживает заданное значение обменной мощности.

Однако судить о режиме параллельной работы только по положению выключателя *Q1* нельзя, поскольку между электростанцией и энергосистемой имеется еще ряд выключателей *Q2* – *Q7*. Например, отключенным может оказаться выключатель *Q5*, и электростанция будет работать автономно не только на свою нагрузку *H1*, но и на нагрузку *H2* и *H3*.

Поэтому режим работы определяет дежурный персонал после переговоров с диспетчером энергосистемы, после чего вводит в работу регулятор обменной мощности.

Предположим, что в процессе параллельной работы электростанции и энергосистемы произошло отключение одного из выключателей *Q2* – *Q7*. Автоматический регулятор частоты вращения будет

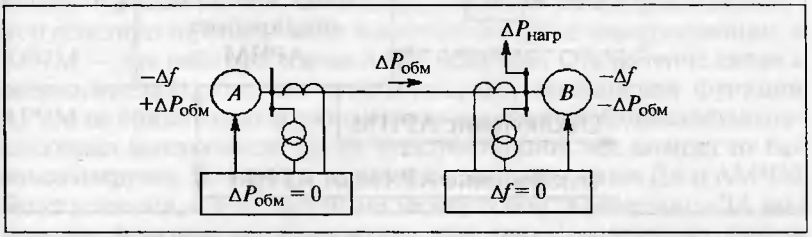


Рис. 7.11. **Схема раздельного регулирования частоты и обменной мощности**

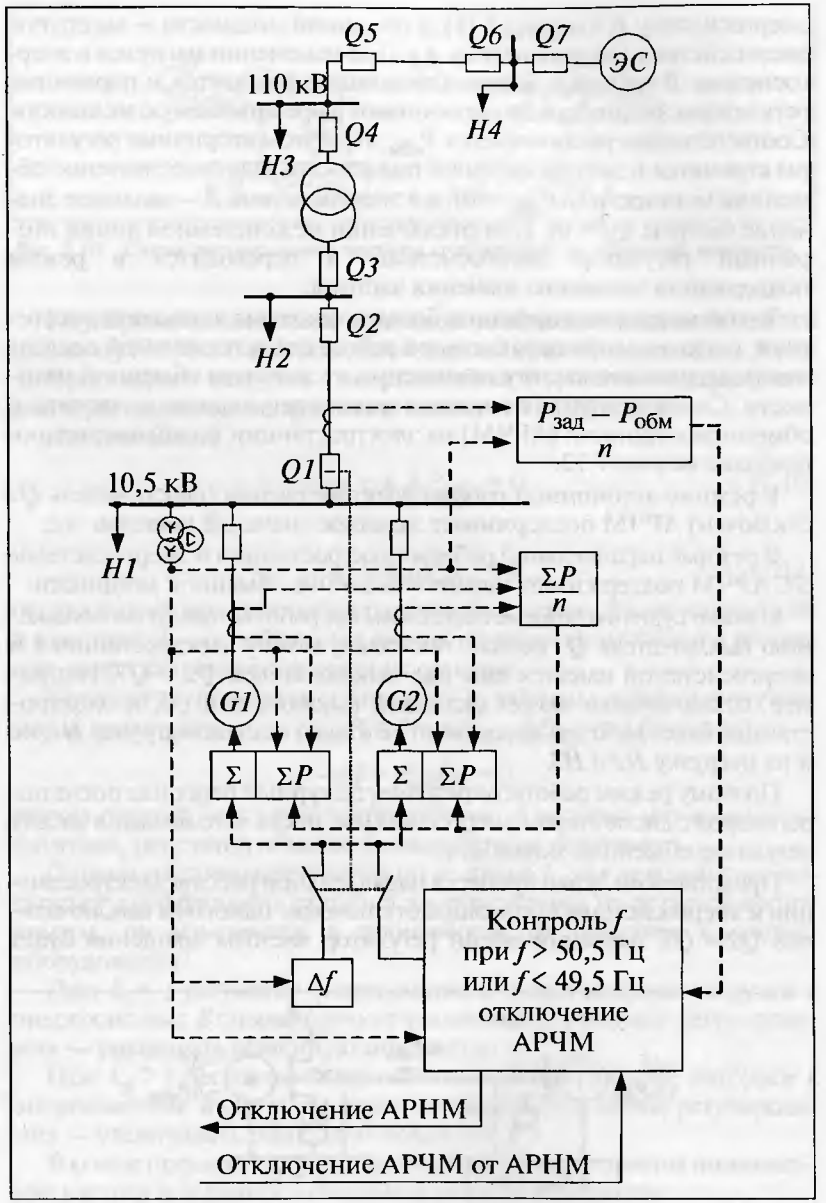


Рис. 7.12. **Схема регулирования частоты и обменной мощности на электростанции малой энергетики**

стремиться поддерживать заданную обменную мощность, что в ряде случаев может привести к аварийному отклонению частоты и остановке электростанции. Чтобы этого не случилось, при нарушении связи электростанции и энергосистемы необходимо автоматически отключить АРЧМ (первичные регуляторы частоты вращения при этом остаются в работе со своими естественными статическими характеристиками) и дать соответствующее сообщение оператору электростанции.

Это можно сделать двумя способами. Первый — сформировать команду на автоматическое отключение АРЧМ при резких изменениях режимных параметров (например, активной мощности). Однако из-за сложности выбора уставок проще применить второй способ — сформировать команду на автоматическое отключение АРЧМ при отклонении частоты от допустимых значений. Поскольку большинство потребителей допускают отклонение частоты от 50 Гц на ± 0,5 Гц (см. § 7.2), то целесообразно в качестве уставок для отключения АРЧМ принять значения не более 50,5 Гц и не менее 49,5 Гц.

При этом *Q1* автоматически отключать не следует — связь с системой уже отключена одним из выключателей *Q2 – Q7*, а электростанция может продолжать электроснабжение внешних нагрузок, например *H2*.

После получения сообщения об автоматическом отключении АРЧМ оператор сам решает, в каком режиме находится электростанция, и принимает решение либо о синхронизации с энергосистемой, либо о вводе в действие вторичного регулятора частоты (вместо регулятора обменной мощности).

Отметим, что устройство отключения АРЧМ при отклонениях частоты должно находиться в составе АРЧМ, что обеспечивает безопасность управления. В некоторых существующих системах для этой цели используют делительную автоматику ДА (см. ч. 1), однако это является вынужденным решением, устраняющим недостатки существующих систем, в которых контроль частоты в режиме параллельной работы с энергосистемой не предусмотрен (см. гл. 8). Делительная автоматика предназначена для работы в аварийных условиях и действует на отключение выключателя *Q1* на электростанции, а АРЧМ — для работы в нормальных условиях. Отключение связи с энергосистемой, как уже отмечалось, для выполнения функций АРЧМ не обязательно должно сопровождаться необходимостью отключения выключателя *Q1* на электростанции, все зависит от баланса нагрузок. Поэтому и уставки частотных органов ДА и АМЧМ будут разными, согласованными между собой. Кроме того, ДА выполняет функции резервирования при отказе частотного органа АРЧМ.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

Некоторые недостатки применяемых регуляторов частоты вращения и автоматики режимного управления

Недостатки РЧВ с электрическим измерением мощности. В цифровых системах газотурбинных агрегатов часто применяют структурную схему контура регулирования частоты вращения и активной мощности, показанную на рис. 8.1. Она состоит из пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора, входной сигнал которого e формируется из сигналов обратной связи по скорости вращения турбины n, электрической активной мощности P и уставок по этим параметрам регулирования $n_{ном}$ и $P_{зад}$.

Сигнал e соответствует уравнению

$$e = (n_{ном} - n) + \frac{sn_{ном}}{P_{ном}}(P_{зад} - P), \qquad (8.1)$$

где $n_{ном}$ и $P_{ном}$ — номинальные значения частоты вращения и мощности агрегата; s — коэффициент статизма регулирования; $P_{зад}$ и P — заданное и текущее значение мощности агрегата соответственно.

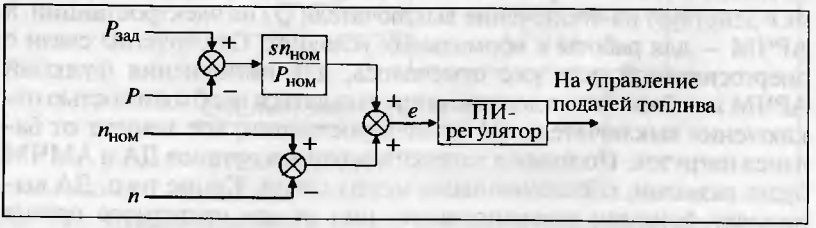


Рис. 8.1. **Структурная схема формирования сигнала управления РЧВ**

Если значение текущей мощности агрегата измеряется по электрическим параметрам генератора, то это приводит к следующим результатам. В установившемся режиме работы агрегата ПИ-регулятор обеспечивает равенство нулю сигнала *e*. При этом уравнение (8.1) имеет вид:

$$\frac{n_{\text{ном}} - n}{n_{\text{ном}}} - \frac{s(P_{\text{зад}} - P)}{P_{\text{ном}}} = 0,$$

что соответствует выражению (7.4). Член $\frac{sn_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}}$, показанный в структурной схеме рис. 8.1, обеспечивает статизм регулирования.

В переходных режимах изменение сигнала *e* на входе ПИ-регулятора определяется, главным образом, скачкообразным уменьшением или увеличением электрической мощности, поскольку, вследствие инерционности агрегата, изменение частоты вращения турбины в первые моменты времени после возникновения возмущения незначительно. При этом из уравнения (8.1) следует, что сброс электрической активной мощности приводит к увеличению сигнала *e* и, следовательно, к увеличению вращающего момента турбины, а наброс электрической активной мощности — к уменьшению сигнала *e* и, соответственно, к снижению вращающего момента турбины.

Таким образом, в начальной фазе переходных процессов, вызванных сбросами или набросами электрической активной мощности, обратная связь по электрической активной мощности в контуре регулирования действует на увеличение выбега турбины. Вместо демпфирования переходного процесса регулятор действует на его раскачивание, что ухудшает динамическую устойчивость энергоблока, а при автономной работе способствует увеличению забросов оборотов при сбросах или набросах нагрузки.

Для исключения этого эффекта нужно либо заменить сигнал обратной связи по электрической активной мощности на сигнал, пропорциональный механической мощности турбины (например, сигнал, отражающий положение топливного клапана), либо существенно замедлить сигнал электрической активной мощности.

Недостатки импортных регуляторов частоты и обменной мощности. В настоящее время в России находят применение импортные многоагрегатные электростанции малой мощности с двигателями внутреннего сгорания, оснащенные соответствующей автоматикой поддержания заданного режима работы. Первичные регуляторы частоты вращения энергоблоков настроены на астатическую характеристику.

При автономной работе электростанции автоматика режимного управления поддерживает заданное значение частоты и напряжения на шинах, а распределение активной мощности между агрегатами выполняется принудительно с помощью параллельных связей между регуляторами частоты вращения. При параллельной работе с энергосистемой первичные регуляторы частоты вращения выводятся из действия, а автоматика режимного управления поддерживает заданное значение обменной мощности, воздействуя на подачу топлива в агрегаты. Казалось бы, такой принцип подходит для малой энергетики, так как при параллельной работе с энергосистемой таких электростанций частоту поддерживает энергосистема. Однако оказалось, что подобный способ регулирования может привести к потере устойчивости при близких коротких замыканиях, отключаемых даже быстродействующими защитами.

С помощью программного комплекса MUSTANG были смоделированы режимы параллельной работы с энергосистемой электростанции с таким регулированием и с обычно применяемым в России вторичным регулированием обменной мощности с введенным первичным регулятором частоты вращения. Результаты исследований устойчивости генераторов при двухфазных и трехфазных КЗ в разных точках, которые отключались быстродействующими защитами (время отключения 0,15 с), приведены в [37]. На рис. 8.2 представлены изменения угла ротора δ, скольжения s, мощности $P_г$ и напряжения $U_г$ генератора при применении этих систем регулирования и близком трехфазном КЗ, которое отключалось быстродействующими защитами.

Исследование показало, что даже при быстром отключении близкого трехфазного КЗ электростанция с вторичным регулированием обменной мощности и отключенными первичными РЧВ теряет устойчивость и выпадает из синхронизма (рис. 8.2, *а*). Если первичный РЧВ был введен в работу, то электростанция остается в синхронизме с энергосистемой, хотя и совершает один асинхронный проворот (рис. 8.2, *б*).

Таким образом, применение импортных систем регулирования с описанной выше идеологией ухудшает устойчивость параллельной работы электростанции и энергосистемы.

Для устранения этого недостатка необходимо применять системы режимного управления с постоянно введенным в работу первичным РЧВ, выполненные по принципам, изложенным выше.

Выявились и другие недостатки этих систем. При отключении выключателя линии связи с энергосистемой, установленного на

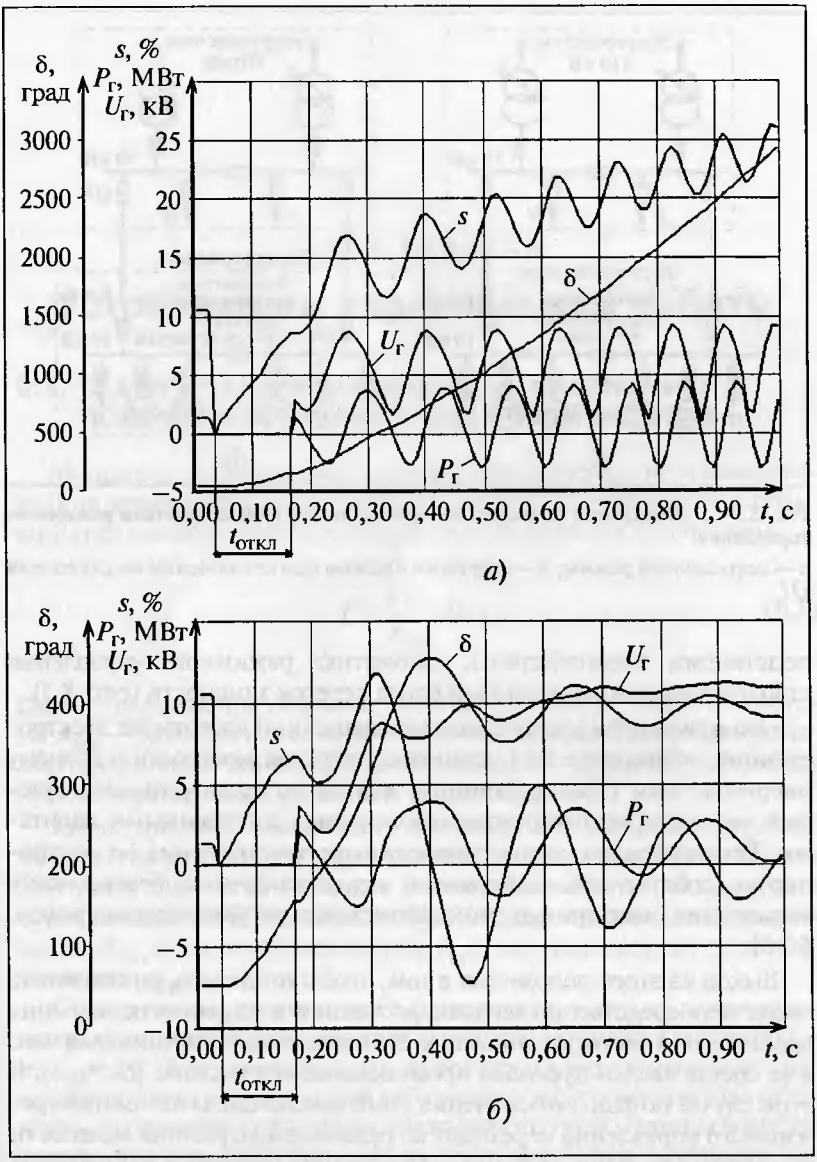


Рис. 8.2. **Диаграммы изменения параметров генераторов с введенным вторичным регулированием обменной мощности и при близком трехфазном КЗ (время отключения 0,15 с) с выведенным (*а*) и введенным (*б*)первичным регулятором частоты вращения**

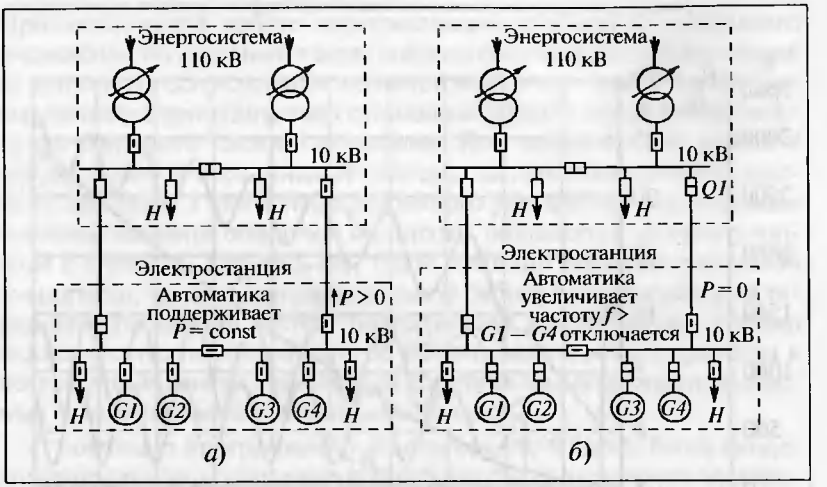


Рис. 8.3. **Иллюстрация неправильной работы импортной автоматики режимного управления:**

а — нормальный режим; *б* — аварийный режим при отключении выключателя *Q1*

подстанции энергосистемы, автоматика режимного управления старается сохранить заданный ранее переток мощности (рис. 8.3).

Это приводит к увеличению (уменьшению) частоты на электростанции, если ранее был установлен переток мощности в сторону энергосистемы (электростанции) вплоть до недопустимых значений, при которых генераторы отключаются собственными защитами. Таким образом, автоматика режимного управления не контролирует собственные действия и не обеспечивает безопасность управления, и алгоритмы этой автоматики требуют пересмотра (см. § 7.5).

Выход из этого положения в том, чтобы отключать выключатель ввода непосредственно на электростанции в условиях повышения (понижения) частоты с помощью делительной автоматики, для чего в ее состав введен пусковой орган повышения частоты (см. ч. 1). В этом случае по факту отключения этого выключателя автоматика режимного управления переходит из режима поддержания мощности в заданном сечении на режим поддержания частоты и напряжения на шинах электростанции. Очевидно, что из-за этих особенностей делительная автоматика должна выполняться без контроля направления мощности через ввод.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

Устойчивость параллельной работы

9.1. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ. АВТОМАТИКА ПОВЫШЕНИЯ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Мощность, передаваемая по линии электропередачи от генератора (или электростанции конечной мощности) в энергосистему большой (неограниченной) мощности, характеризуется уравнением

$$P = \frac{UE_{\text{г}}}{x_{\text{экв}}} \sin\delta, \qquad (9.1)$$

где U — напряжение на шинах энергосистемы; $E_{\text{г}}$ — ЭДС генератора; $x_{\text{экв}}$ — эквивалентное сопротивление, включающее сопротивление генератора и линии электропередачи; δ — фазовый угол между ЭДС генератора и напряжением энергосистемы.

Характеристика зависимости передаваемой мощности от угла δ показана на рис. 9.1, из которого видно, что передаваемая мощность при увеличении угла δ сначала возрастает, достигает максимума и затем снижается. При заданных $E_{\text{г}}$ и U существует максимум мощности $P_{\max}$ (при критическом угле $\delta_{\text{кр}}$), который зависит от сопротивления $x_{\text{экв}}$.

Строго говоря, выражение (9.1) справедливо только для неявнополюсных генераторов, при этом максимум мощности соответствует $\delta_{\text{кр}} = 90°$. Для явнополюсных генераторов в этом выражении присутствует член, учитывающий добавочную электромагнитную мощность, вызванную деформацией магнитного поля машины железом ротора при его вращении. Из-за этого максимум мощности несколько возрастает и смещается в сторону углов $\delta < 90°$. Например, у днепровского генератора максимум мощности на 6 % больше основной синусоиды кривой мощности и наступает при $\delta = 75°$.

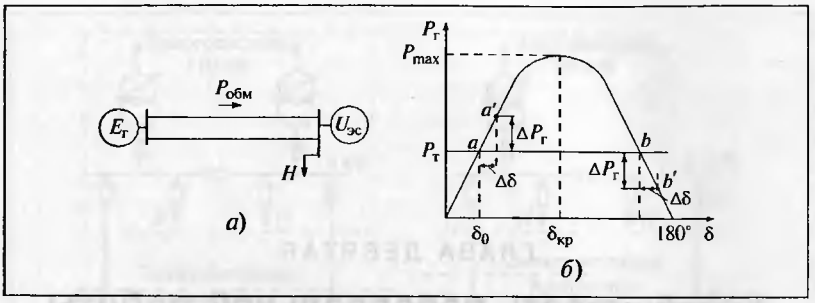


Рис. 9.1. **Схема передачи мощности от генератора в энергосистему (*а*) и угловая характеристика мощности (*б*)**

В установившемся режиме мощность турбины $P_т$ постоянна, она показана на рис. 9.1 прямой линией. Точки пересечения характеристик мощности генератора и турбины *a* и *b* определяют возможные режимы работы электропередачи. Устойчивая работа обеспечивается только в точке *a*. Действительно, при работе в точке *a* и случайном кратковременном увеличении угла δ на значение Δδ увеличивается и электромагнитная мощность генератора на значение $\Delta P_г$. Поскольку мощность турбины осталась неизменной, то значение $\Delta P_г$ будет избыточным, под его влиянием ротор тормозится, что приведет к уменьшению угла δ и возврату к прежнему режиму. Аналогичное восстановление режима произойдет и при кратковременном уменьшении угла на Δδ. При работе в точке *b* такое же увеличение угла δ на значение Δδ приводит к уменьшению мощности генератора, возникновению избыточной мощности турбины, дальнейшему увеличению угла δ и выходу генератора из синхронизма.

Таким образом, восходящая ветвь характеристики на рис. 9.1, *б* — это область устойчивой работы, нисходящая — неустойчивой. Чем больше передаваемая мощность, тем ближе точка *a* расположена к вершине кривой и тем меньше запас статической устойчивости. Нарушение статической устойчивости может произойти при плавном снижении напряжения (ЭДС) генератора или напряжения на приемном конце, а также при медленном возрастании передаваемой мощности, когда угол δ, постепенно увеличиваясь, достигнет $\delta_{кр}$.

В нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости электропередачи $k_{зап}$ не должен быть менее 0,2 (20 %), он определяется по выражению [36]

$$k_{\text{зап}} = \frac{P_{\max} - P - \Delta P_{\text{н.к}}}{P_{\max}} \geq 0{,}2, \qquad (9.2)$$

где $P_{\max}$ — предельный по статической устойчивости переток активной мощности по линии электропередачи; P — переток текущей активной мощности по линии электропередачи в рассматриваемом режиме, $P > 0$; $\Delta P_{\text{н.к}}$ — нерегулярные изменения мощности, которые накладываются на текущую мощность и увеличивают ее.

В кратковременном послеаварийном режиме допускается снижение $k_{\text{зап}}$ до 8 %.

Различают апериодическое и колебательное нарушения статической устойчивости. Апериодическое нарушение устойчивости возникает при плавном изменении режима передачи, вследствие которого рабочая точка *а* (см. рис. 9.1) приближается к максимуму передаваемой мощности и угол δ достигает значения $\delta = \delta_{\text{кр}}$. Колебательное нарушение устойчивости возникает вследствие самораскачивания генератора с возрастающей амплитудой качаний из-за неправильной настройки автоматического регулятора возбуждения (см. ч. 3).

Для повышения статической устойчивости применяют следующие средства автоматики:

автоматические регуляторы возбуждения АРВ. При снижении напряжения на шинах электростанции (например, вследствие включения дополнительной нагрузки) АРВ увеличивают $E_{\text{г}}$, что приводит к увеличению $P_{\max}$ и, следовательно, к сохранению запаса статической устойчивости;

регуляторы перетока мощности по линии электропередачи. Эти устройства (часть из них рассмотрена выше) контролируют переток мощности и не позволяют ему увеличиться сверх допустимого значения;

автоматика разгрузки линии с помощью отключения части генераторов электростанций в питающей части энергосистемы или отключения нагрузки приемной части энергосистемы (специальная автоматика отключения нагрузки — САОН). Срабатывает при приближении передаваемой мощности к предельному значению. Такая ситуация может сложиться, например, при отключении другой параллельной линии более высокого напряжения, после чего перетоки мощности распределяются по линиям, оставшимся в работе.

9.2. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ. АВТОМАТИКА ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Общие положения. Рассмотренные выше принципы регулирования частоты и мощности и способы повышения статической устойчивости характерны для нормальных режимов при сравнительно небольших возмущениях. Способность сохранять синхронную работу при больших возмущениях характеризуется понятием динамической устойчивости. Поясним это положение.

Рассмотрим случай внезапного возмущения во внешней сети, например близкого трехфазного КЗ на одной из линий связи с энергосистемой.

Угловая характеристика мощности до КЗ показана на рис. 9.2 (кривая *1*). В исходном режиме мощности генератора $P_г$ и турбины $P_т$ равны, генератор работал устойчиво с внутренним углом δ_0, соответствующим точке *а* на рис. 9.2, *б*. Мощность турбины в течение всего переходного процесса полагаем неизменной, поскольку РЧВ не может изменить ее мгновенно.

При КЗ на линии связи с энергосистемой (или на другой отходящей от шин линии) электрическая мощность генератора мгновенно снижается, этот режим соответствует переходу из точки *а* в точку *b*. Пока КЗ не отключено, генератор ускоряется, поскольку мощность турбины больше мощности генератора, и угол δ_0 увеличивается до δ_c. В момент отключения КЗ (угол δ_c), режим переходит из точки *с* в точку *е*, лежащую на кривой *2*, соответствующей послеаварийному режиму. Мощность генератора стала больше мощности турбины, и агрегат начинает тормозиться. Энергия ускорения генератора соответствует площадке *abcd*, называемой площадкой ускорения $S_у$.

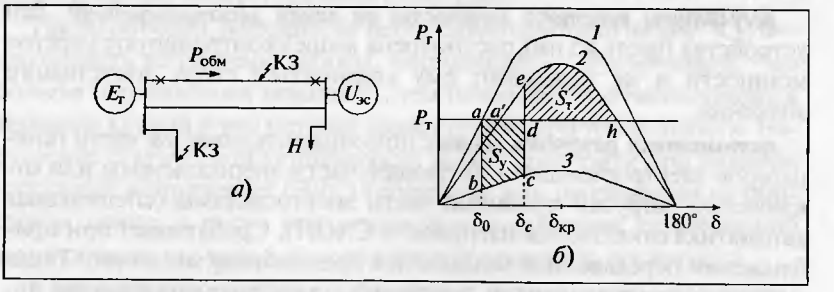


Рис. 9.2. **Схема параллельной работы генератора с энергосистемой (*а*) и характеристики мощности электропередачи (*б*) в нормальном режиме (*1*), при КЗ (*3*) и после его отключения (*2*)**

Площадка *edh* называется площадкой торможения $S_т$, она соответствует энергии торможения, которую приобрел генератор в новом режиме. Если $S_т > S_у$, то устойчивость сохранится, режим установится в точке *a'* после некоторых колебаний. Если $S_у > S_т$, то генератор теряет устойчивость и наступает асинхронный режим.

Таким образом, на динамическую устойчивость влияют:

1) вид, удаленность и длительность КЗ. Близкие КЗ более опасны, чем удаленные. По видам КЗ наиболее опасно трехфазное, наименее опасно однофазное. Длительные КЗ более опасны, чем быстро отключаемые;

2) нагрузка генератора. Чем больше нагрузка в предшествующем режиме, тем опаснее внешние возмущения;

3) условия послеаварийного режима. Опаснее тот послеаварийный режим, в котором сопротивление внешней сети возрастает по сравнению с доаварийным режимом (например, опаснее отключение одной из двух линий связи, чем отключение любой другой отходящей от шин подстанции линии), поскольку снижается вся угловая характеристика мощности.

Таким образом, при аварийных возмущениях (КЗ, отключениях части генераторов, больших набросах нагрузки) для предотвращения выпадения генераторов из синхронизма и развития цепочечных аварий (описание некоторых их них приведено в [7]) необходимо быстрое управление мощностью.

Ниже рассматриваются способы сохранения динамической устойчивости.

Быстрое отключение КЗ. При быстром отключении КЗ уменьшается площадка ускорения из-за уменьшения угла δ_c (точки *c* и *b* на рис. 9.2, *б* сближаются) и увеличивается площадка торможения, что повышает динамическую устойчивость генератора. Поэтому все КЗ, приводящие к снижению напряжения на генераторных шинах и на шинах энергосистемы ниже критического (ориентировочно 0,6 номинального), должны отключаться быстродействующими защитами.

Форсировка возбуждения. При форсировке возбуждения увеличивается электромагнитный момент генератора, при этом увеличивается максимум кривых *2* и *3* (рис. 9.2, *б*). Это приводит к уменьшению площадки ускорения и увеличению площадки торможения, т.е. к повышению динамической устойчивости генератора [6].

Автоматическое быстродействующее аварийное управление мощностью турбин. При переходных процессах электрическая активная мощность генератора никогда не равна механической мощности турбины. На внезапные сбросы или наброс электрической активной мощности штатный РЧВ реагирует медленно. Это объясняется

тем, что частота вращения ротора турбины и генератора не может измениться мгновенно из-за механической инерционности, поэтому представляемая в РЧВ информация по фактической частоте вращения существенно запаздывает относительно начала электрических процессов. В дальнейшем, когда отклонение частоты вращения возрастает, РЧВ уже не успевает в должной мере ограничить ее отклонение, что приводит к нарушению динамической устойчивости при параллельной работе с энергосистемой или забросам частоты при автономной работе.

Апробированный путь решения проблемы заключается в использовании специального устройства противоаварийной автоматики, с помощью которой в начальной фазе переходного процесса можно выявить опасный по значению сброс или наброс электрической активной мощности. По факту выявления опасного сброса или наброса электрической мощности в контур регулирования вводится дополнительный сигнал управления, инициирующий формирование сигнала управления на закрытие или открытие топливного клапана помимо МИЧВ и вторичного регулятора (см. «Противоаварийное управление» на рис. 7.1). Эта автоматика анализирует электрические параметры генератора и сети, которые изменяются быстрее, чем частота вращения ротора генератора, поэтому осуществляет опережающее регулирование частоты вращения (мощности) по сравнению со штатным РЧВ. Заметим, что эффективность действия такой автоматики снижается, если применены РЧВ с электрическим измерением мощности (см. гл. 8).

При быстрой разгрузке турбины значение $P_т$ уменьшается, что, как видно из рис. 9.2, *б*, также приводит к уменьшению площадки ускорения и увеличению площадки торможения, т.е. к повышению динамической устойчивости генератора.

Например, для быстрой разгрузки паровых турбин применяют так называемый электрогидравлический преобразователь ЭГП [24, 28], воздействующий на закрытие регулирующих клапанов турбины непосредственно, помимо МИЧВ и вторичного регулятора. На вход ЭГП подается сигнал от устройства противоаварийной автоматики для быстрого изменения момента турбины при авариях в энергосистеме и при больших набросах и сбросах нагрузки.

Воздействие на ЭГП при кратковременной разгрузке турбины подается в виде прямоугольного импульса определенного значения и длительности. Значение импульса измеряется в единицах неравномерности — смещение статической характеристики на одну неравномерность изменяет мощность агрегата на значение номинальной мощности. Обычно подают импульс в 2 – 4 неравномерности

длительностью 0,2 – 0,5 с, однако это не означает, что мощность агрегата изменится в 2 – 4 раза, поскольку импульс подается кратковременно. Значение импульса влияет на скорость управления. Для предотвращения неблагоприятных переходных процессов съем импульса осуществляется не мгновенно, а с некоторым затуханием.

Для быстродействующего противоаварийного управления мощностью газовых турбин в НИИПТ также было создано опытное цифровое устройство автоматики, показавшее при испытаниях высокую эффективность (руководитель разработки канд. техн. наук М. А. Эдлин). Однако до выпуска промышленных изделий дело не дошло из-за отсутствия необходимого финансирования.

Электрическое торможение. Увеличить площадку торможения можно кратковременным подключением на шины электростанции специальных нагрузочных резисторов. Конструктивно устройство состоит из нихромовых резисторов, погруженных в масло, которые подключены к шинам электростанции через выключатель с пружинным приводом.

Электрическое торможение можно использовать для предотвращения не только потери устойчивости при внешних КЗ, но и забросов частоты вращения при автономной работе электростанции и отключении нагрузки.

Наиболее эффективно использование электрического торможения на электростанциях с малой постоянной инерции вращающихся масс.

Отключение части генераторов. Можно рассматривать показанные на рис. 9.2 генератор как эквивалентный генератор электростанции, а характеристики мощности как эквивалентные характеристики электростанции. Быстрое отключение части генераторов электростанции приводит к снижению эквивалентной мощности турбины $P_т$ и увеличению площадки торможения. На объем отключения влияет нагрузка отключаемых генераторов: чем она меньше, тем большее количество генераторов необходимо отключить.

9.3. АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ. АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

В нормальном режиме энергосистемы *ЭС1* и *ЭС2* работают синхронно. ЭДС эквивалентных генераторов *ЭС1* и *ЭС2* имеют одинаковую частоту, и их векторы вращаются синхронно с одинаковой угловой частотой (рис. 9.3).

Угол между ЭДС *ЭС1* и *ЭС2* остается неизменным и зависит от значения активной мощности P, передаваемой по линии. При нарушении устойчивости наступает асинхронный режим, который характеризуется следующими процессами.

1. Частота в *ЭС1* и *ЭС2* оказывается разной, и поэтому векторы ЭДС *ЭС1* и *ЭС2* вращаются с разной угловой скоростью с некоторым скольжением относительно друг друга, т.е. имеет место периодическое изменение угла δ между несинхронными ЭДС от 0 до 360° с частотой скольжения.

2. Наблюдаются периодические качания напряжения, показанные на топографической диаграмме (рис. 9.4). Здесь по горизонтальной оси *1 – 2* в масштабе отложено сопротивление $x_{ЭС1} + x_л + x_{ЭС2}$ (для энергосистем бесконечной мощности — длина линии), по концам которой расположены ЭДС $E_{ЭС1}$ и $E_{ЭС2}$. Условно принимаем, что вектор $E_{ЭС1}$ неподвижен, а $E_{ЭС2}$ вращается с частотой скольжения, поэтому начало вектора $E_{ЭС2}$ образует окружность. Соединяем верхнюю и нижнюю точки этой окружности, а также ее центр (точка *2*) с точкой *3* прямыми линиями. Прямая *2 – 3* является геометрическим местом центров окружностей, на которых

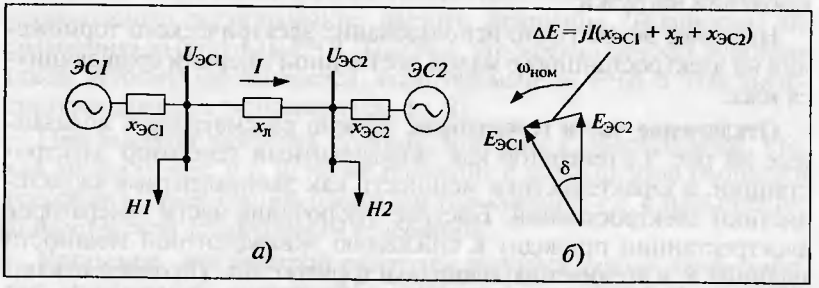


Рис. 9.3. **Схема (*а*) и векторная диаграмма (*б*) работы двух энергосистем в нормальном режиме**

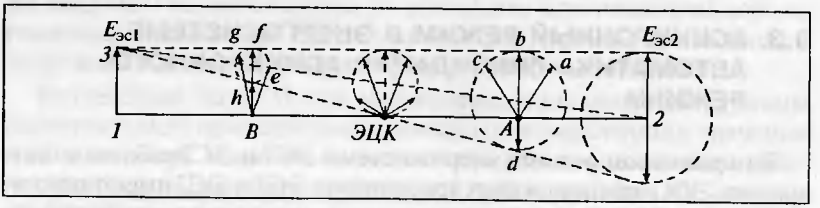


Рис. 9.4. **Топографическая диаграмма качаний напряжения вдоль линии при асинхронном режиме**

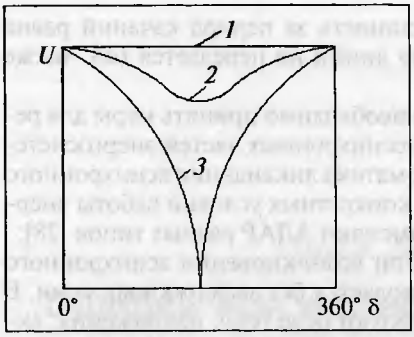


Рис. 9.5. **Характер изменения напряжения в разных точках линии при асинхронном ходе:**

1 — на концах линии; *2* — в точках *A* и *B*; *3* — в электрическом центре качаний

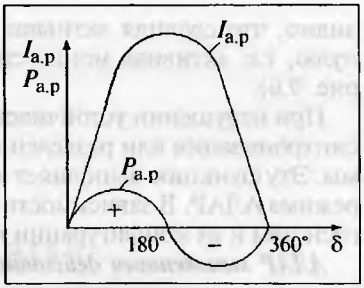


Рис. 9.6. **Характер изменения мощности и тока в линии при асинхронном ходе**

расположены начала векторов напряжений вдоль линии электропередачи. Например, в точке *A* линии электропередачи напряжение будет периодически изменяться в соответствии с положением векторов *aA*, *bA*, *cA*, *dA*, в точке *B* — *eB*, *fB*, *gB*, *hB*. В точке *ЭЦК* (электрический центр качаний) напряжение периодически становится равным нулю. Условно говоря, если подключить электрические лампочки по концам линии и в *ЭЦК*, то на концах они горят ровным светом, а в *ЭЦК* лампочка периодически гаснет. Характер изменения напряжения в разных точках линии показан на рис. 9.5.

3. Периодические изменения тока в линии при асинхронном режиме (рис. 9.6):

$$I_{a.p} = \frac{2E}{x_{ЭС1} + x_{л} + x_{ЭС2}} \sin\frac{\delta}{2}.$$

При $\delta = 0$ или $360°$ $I_{a.p} = 0$, при $\delta = 180°$ $I_{a.p} = \max$.

4. Периодические изменения (качания) активной мощности в линии. Из расчетного выражения мощности

$$P_{a.p} = \frac{E_{ЭС1}E_{ЭС2}}{x_{ЭС1} + x_{л} + x_{ЭС2}} \sin\delta$$

видно, что средняя активная мощность за период качаний равна нулю, т.е. активная мощность по линии не передается (см. также рис. 9.6).

При нарушении устойчивости необходимо принять меры для ресинхронизации или разделения несинхронных частей энергосистемы. Эту функцию выполняет автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР. В зависимости от конкретных условий работы энергосистем и их конфигурации применяют АЛАР разных типов [28]:

АЛАР мгновенного действия. При возникновении асинхронного режима команда на отключение подается без выдержки времени. В качестве пусковых органов используют реле тока, напряжения, активной мощности, сопротивления или их комбинацию;

АЛАР с контролем развития асинхронного режима, счетчиком цикла качаний или контролем асинхронного режима в течение заданного времени. В качестве пусковых органов используют угловой выявительный орган, измеряющий угол по концам линии (так называемая «фантомная» схема), направленные реле мощности, реле тока, напряжения, сопротивления, активной мощности или их комбинации. Выходной сигнал можно использовать для команд ресинхронизации (прибавить, убавить частоту вращения) и отключения линии, если ресинхронизация не состоялась;

АЛАР-Ц разработки НИИПТ (руководитель разработки канд. техн. наук М. А. Эдлин). Устройство содержит угловой, цикловой и токовый выявительные органы асинхронного режима. Оно может использоваться как устройство мгновенного действия (точнее, опережающего действия, поскольку оно прогнозирует возникновение асинхронного режима) и как устройство со счетчиком циклов асинхронных проворотов. В обоих случаях оно может действовать на отключение линии или на ресинхронизацию электростанции с последующим отключением линии, если ресинхронизация не состоялась. Устройство содержит внутренний осциллограф для записи переходного процесса.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

Ошибки при проектировании сетей, питающихся от электростанций малой мощности

О соотношении мощности генераторов и понижающих трансформаторов. Выбор единичной мощности генераторов самым непосредственным образом влияет на построение всей сети электроснабжения объекта, в том числе на выбор мощности понижающих трансформаторов.

В схемах сетей с маломощными электростанциями нередко оказывается, что мощность генераторов *G* равна или меньше мощности понижающих трансформаторов подстанций *ТП*, подключенных к шинам генераторного напряжения (рис. 10.1). При КЗ на шинах 0,4 кВ (точки *К1*, *К2*) в режиме работы двух генераторов параллельно их эквивалентное сопротивление в начальный момент КЗ примерно равно сопротивлению трансформатора, поэтому остаточное напряжение на генераторных шинах составляет не более 0,5 номинального. Это КЗ находится вне зоны действия токовой отсечки трансформатора, поэтому отключается с выдержкой времени. С течением времени напряжение на шинах 10 кВ еще более снижается из-за увеличения сопротивления генератора, все это может приводить к выпадению генераторов из синхронизма.

Кроме того, такое снижение напряжения сказывается на работе всех потребителей, подключенных к генераторным шинам. Из-за сопоставимых мошностей генераторов и трансформаторов возникают также проблемы с согласованием максимальных токовых защит этих присоединений.

Для предотвращения этих явлений по опыту расчетов и эксплуатации следует принимать единичную мощность генераторов не менее 1,5 – 2 единичной мощности трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ, подключенных к шинам генераторного напряжения.

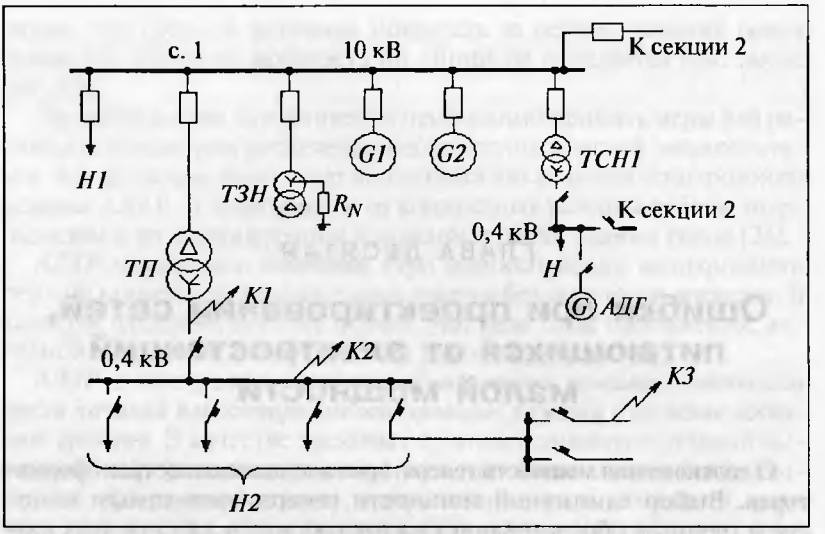


Рис. 10.1. **Схема сети с маломощными генераторами**

О схемах сетей и их защите. Приводится описание аварии, происшедшей на электростанции, работающей изолированно от энергосистемы. Электростанция работала в минимальном режиме, т.е. в работе был один энергоблок с загрузкой около 80 %. Возникло КЗ в точке *К3* (см. рис 10.1). Ни один из трех автоматических выключателей 0,4 кВ не отключился из-за недостаточной чувствительности. Максимальная токовая защита трансформатора также не работала, поскольку КЗ находилось вне зоны ее действия. Естественно, что максимальная токовая защита генератора также не почувствовала это КЗ. Активные потери в сети при этом оказались равными примерно 60 % номинальной мощности генератора, энергоблок воспринял их как наброс активной нагрузки. Вследствие существенной перегрузки частота начала снижаться, и спустя 2,5 с при частоте 38 Гц энергоблок был остановлен собственной технологической защитой по снижению частоты.

При наличии мощной энергосистемы авария протекала бы совершенно по-другому. Участок сети с неотключившимися автоматическими выключателями должен был выгореть, а после приближения КЗ к зоне чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора подстанция была бы отключена ее действием.

Можно сделать следующие выводы, направленные на предотвращение подобных аварий:

1) в сетях с маломощными генераторами согласование защит и проверка их чувствительности в минимальном режиме работы электростанции имеют особо важное значение. Это относится и к сетям напряжением 0,4 кВ. При этом может потребоваться реконструкция этих сетей с разукрупнением нагрузок и снижением токов срабатывания автоматических выключателей [10];

2) ввод в действие устройства АЧР может частично локализовать аварию и не допустить отключения генератора, хотя и не предотвратит погашение потребителей подстанции *ТП*. Например, в рассмотренном случае было введено в действие АЧР с уставкой 45 Гц, 0,2 с. Столь низкая уставка по частоте объясняется необходимостью отстройки от динамических характеристик регулятора частоты вращения энергоблока при набросах нагрузки.

3) предотвратить отключение генератора можно было бы с помощью установки за трансформатором *ТП* стороны 0,4 кВ блока БМРЗ-0,4 с функцией дальнего резервирования отказов защит и выключателей [10].

Практически все эти мероприятия следует выполнять одновременно.

О применении разделительных трансформаторов. При наличии длинных линий связи электростанции с энергосистемой следует применять разделительные трансформаторы с РПН (см. ч. 3 настоящей работы).

Список литературы

1. **Правила** устройства электроустановок. — 6-е изд., перераб. и доп., с изм. — М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.
2. **Руководящие** указания по релейной защите. Защита блоков генератор — трансформатор и генератор — автотрансформатор. — М.; Л.: Энергия, 1963.
3. **Беляев А. В.** Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА. — 4-е изд., перераб. и доп. — СПб.: ПЭИПК, 2008. Ч. 1, 2.
4. **Пособие** для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергия, 1980.
5. **Петров Г. Н.** Электрические машины. Ч. 2: Асинхронные и синхронные машины. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963.
6. **Важнов А. И.** Переходные процессы в машинах переменного тока. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980.
7. **Рабинович Р. С.** Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. — М.: Энергия, 1980.
8. **Беркович М. А., Семенов В. А.** Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергия, 1968.
9. **Гессен В. Ю.** Аварийные режимы и защита от них в сельскохозяйственных электросетях. — М.; Л.: Сельхозгиз, 1961.
10. **Беляев А. В.** Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. — СПб.: ПЭИПК, 2008.
11. **Методические** указания по повышению надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков. — М.: Атомэнергопроект, 1997.
12. **Слодарж М. И.** О режимах нейтрали силовых трансформаторов 110 кВ и защите от неполнофазного режима работы силовых трансформаторов и электродвигателей // Технические решения по выполнению релейной защиты и автоматики на подстанциях ММ СССР. — М.; Свердловск: Отд. энергет. служб М-ва металлургии СССР, 1990.
13. **Шабад М. А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985.
14. **Правила** технической эксплуатации предписали установку дуговой защиты // Новости электротехники. 2001. № 4 (10). С. 18 – 20.
15. **Беляев А. В.** Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности. — 4-е изд., перераб. и доп. — СПб.: ПЭИПК, 2007.
16. **Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А.** Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергоиздат, 1981.
17. **Шабад М. А.** Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме. — М.: Энергия, 1967.
18. **Шабад М. А.** Защита генераторов малой и средней мощности. — М.: Энергия, 1973.
19. **Байтер И. И.** Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1975.
20. **Небрат И. Л., Полесицкая Т. П.** Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учеб. пособие. — СПб.: ПЭИПК, 2005. Ч. 1, 2.
21. **Беляева Е. Н.** Как рассчитать ток короткого замыкания. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

22. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970.
23. **Сборник** директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. — М.: Энергоиздат, 1981.
24. **Автоматизация** энергетических систем / А. Д. Дроздов, А. С. Засыпкин, А. А. Аллилуев, М. М. Савин. — М.: Энергия, 1977.
25. **Электротехнический** справочник. Т. 3, кн. 2 / Под общ. ред. П. Г. Грудинского, А. В. Нетушила, Г. Н. Петрова и др. — М.; Л.: Энергия, 1966.
26. **Электротехнический** справочник. Т. 3, кн. 1 / Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. — М.: Энергоиздат, 1982.
27. **Павлов Г. М., Меркурьев Г. В.** Автоматика энергосистем. — СПб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.
28. **Барзам А. Б.** Системная автоматика. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
29. **Гизила Е. П.** Расчет устройств автоматики энергосистем. — Киев: Техніка, 1969.
30. **Баркан Я. Д., Орехов Л. А.** Автоматизация энергосистем. — М.: Высш. шк., 1981.
31. **Овчареико Н. И.** Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов. — М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2004.
32. **Микропроцессориый** автоматический синхронизатор АС-М2: Техническое описание и инструкция по эксплуатации АСНЛ421243.001 ТО. — М.: ООО АСУ-ВЭИ, 2005.
33. **Веников В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1978.
34. **Соловьев И. И.** Автоматические регуляторы синхронных генераторов. — М.: Энергоиздат, 1981.
35. **Беркович М. А., Гладышев В. А., Семенов В. А.** Автоматика энергосистем. — М.: Энергия, 1980.
36. **Методические** указания по устойчивости энергосистем. — М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004.
37. **Филин Л. Л.** Режимы работы и совершенствование средств релейной защиты систем автономного электроснабжения объектов газовой промышленности: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2009.
38. **ГОСТ 29328–92.** Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия. — М.: Изд-во стандартов, 1992.
39. **Беляев А. В., Шмурьев В. Я., Эдлин М. А.** Проблемы параллельной работы ЭСН КС с энергосистемой // Газовая промышленность. 2004. № 7.
40. **Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А.** Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
41. **Овчаренко Н. И.** Автоматика энергосистем. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
42. **Жданов П. С.** Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979.
43. **Веников В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1985.
44. **Юрганов А. А., Кожевников В. А.** Регулирование возбуждения синхронных генераторов. — СПб.: Наука, 1996.
45. **ГОСТ 21558–88.** Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. — М.: Изд-во стандартов, 1988.

Содержание

Выпуск 6 (138). Часть первая

Предисловие 3

ГЛАВА ПЕРВАЯ. **Особенности привода генераторов от ГТУ и ДВС и их влияние на работу электрической части электростанции** 7

ГЛАВА ВТОРАЯ. **Главные схемы электрических соединений электростанций. Размещение устройств защиты и противоаварийной автоматики** 17

2.1. Одноагрегатные электростанции 17

2.2. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами генераторного напряжения при наличии связи с энергосистемой через примыкающую подстанцию 35 (110, 220)/6 (10) кВ 20

2.3. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами при наличии связи с энергосистемой через линии электропередачи генераторного напряжения 33

2.4. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами генераторного напряжения при отсутствии связи с энергосистемой 37

2.5. Блочные электростанции 39

ГЛАВА ТРЕТЬЯ. **Особенности выполнения защит и противоаварийной автоматики** 46

3.1. Выполнение МТЗ генераторов 46

3.2. Выполнение защит линий, отходящих от шин генераторного напряжения 47

3.3. Логическая защита линий 49

3.4. Выполнение защит шин генераторного напряжения 50

3.5. Организация защит от ОЗЗ на электростанциях со сборными шинами генераторного напряжения 56

3.6. Защита минимального напряжения 59

3.7. Автоматика быстрой разгрузки станции 62

3.8. Автоматическая частотная разгрузка 65

3.9. Делительная автоматика на электростанциях, работающих параллельно с энергосистемой 66

3.10. АВР на электростанции и прилегающей подстанции энергосистемы 70

3.11. АПВ питающих линий 78

Список литературы 81

Выпуск 7 (139). Часть вторая

Предисловие 3

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. **Схемы собственных нужд электростанций. Их отличия от схем собственных нужд тепловых электростанций большой мощности** 7

ГЛАВА ПЯТАЯ. **Особенности расчетов токов КЗ для целей РЗА и проверки чувствительности защит в сетях с маломощными генераторами** 13

ГЛАВА ШЕСТАЯ. **Синхронизация генераторов** 28

ГЛАВА СЕДЬМАЯ. **Регулирование частоты и активной мощности** 46

7.1. Общие принципы регулирования частоты 46

7.2. О требованиях к точности поддержания частоты 49

7.3. Методы регулирования частоты с помощью первичных регуляторов 53

7.4. Методы регулирования частоты с помощью вторичных регуляторов 54

7.5. Регулирование частоты и обменной мощности 56

ГЛАВА ВОСЬМАЯ. **Некоторые недостатки применяемых регуляторов частоты вращения и автоматики режимного управления** 62

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ. **Устойчивость параллельной работы** 67

9.1. Статическая устойчивость. Автоматика повышения статической устойчивости 67

9.2. Динамическая устойчивость. Автоматика повышения динамической устойчивости 70

9.3. Асинхронный режим в энергосистеме. Автоматика ликвидации асинхронного режима 73

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ. **Ошибки при проектировании сетей, питающихся от электростанций малой мощности** 77

Список литературы 80

Библиотечка электротехника
Приложение к производственно-массовому журналу «Энергетик»

БЕЛЯЕВ АНАТОЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (часть 2)

АДРЕС РЕДАКЦИИ
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23
Тел. (495) 675-19-06, тел./факс 234-74-21

Редакторы: **Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская**
Худож.-техн. редактор **Т. Ю. Андреева**
Корректор **Е. П. Севостьянова**

Сдано в набор 14.06.10. Подписано в печать 23.07.10.
Формат 60×84 1/16. Печать офсетная.
Печ. л. 5,25. Заказ БЭТ/07(139)-2010
Макет выполнен издательством «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.
Отпечатано типографией издательства «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

В **сдвоенном номере 9 – 10**
«Библиотечки электротехника» –
приложении журнала «Энергетик»
будут опубликованы
стандарты организации ОАО «ФСК ЕЭС».

Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов. СТО 56947007–29.240.043–2010. Введён 21.04.2010.

Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. СТО 56947007–29.240.044–2010. Введён 21.04.2010.

По вопросам подписки и приобретения обращаться в редакцию журнала «Энергетик» по тел. (495) 234-74-21.

Принимаем заявки.

Об авторе

Анатолий Владимирович Беляев — *кандидат технических наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минпромэнерго РФ (ПЭИПК). Работает в ДОАО «Оргэнергогаз» (г. Санкт-Петербург) в должности начальника Инженерно-технического управления РЗА и АСУ-Э.*

Автор более 70 печатных изданий по вопросам РЗА и АСУ-Э, в том числе книг «Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА», «Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности», «Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ».

За электростанциями малой энергетики — большое будущее.