

821,316
A22

9

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Под редакцией В. Л. КОЗИСА
и Н. И. ОВЧАРЕНКО

Допущено Министерством высшего и
среднего специального образования СССР
в качестве учебного пособия для студентов
вузов, обучающихся по специальности «Авто-
матизация производства и распределения
электроэнергии»



МОСКВА ЭНЕРГОИЗДАТ 1981

ББК 31.27-05

А 22

УДК [621.311:681.5](0675.8)

Рецензенты: канд. техн. наук *В. Ф. Коротков*, канд. техн. наук *Е. А. Аржанников*, канд. техн. наук *Л. А. Орехов*

Авторы *О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис, Н. И. Овчаренко, Е. Л. Сиротинский*

Автоматика электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов/ *О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис и др.*; Под ред. *В. Л. Козиса и Н. И. Овчаренко*. — М.: Энергоиздат, 1981. — 480 с., ил.

В пер.: 1 р. 10 к.

Рассмотрены вопросы автоматизации управления электроэнергетическими системами в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Даны понятия об автоматическом контроле, приведены материалы по автоматическому включению синхронных машин на параллельную работу, автоматическому управлению элементами системы и автоматическому регулированию в них.

Для студентов вузов электроэнергетических специальностей.

А $\frac{30311-625}{051(01)-81}$ 42-81.(Э) 2302040000

ББК 31.27-05
6П2.11

© Энергоиздат 1981

Предисловие

Бурное развитие энергетики в СССР в соответствии с решениями XXIV, XXV и XXVI съездов КПСС и создание Единой энергетической системы (ЕЭС) страны обусловили необходимость формирования автоматизированной системы управления отраслью (АСУ «Энергия») и ее оперативной подсистемы — автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Создание таких систем возможно лишь при широком применении технических средств автоматики на всех ступенях производства и распределения электрической энергии.

Преподавание автоматики электроэнергетических систем как отдельной учебной дисциплины «Автоматизация энергетических систем» студентам электроэнергетических специальностей в Московском ордена Ленина и ордена Октябрьской революции энергетическом институте (МЭИ) была начата в 40-х годах и затем продолжено на созданной в 1943 г. кафедре «Релейная защита и автоматизация энергосистем» (РЗ и А). Первый учебник по этой дисциплине был написан заведующим кафедрой профессором И. И. Соловьевым и издавался в 1950 и 1956 гг.

В последующие годы технические средства автоматики интенсивно развивались, разрабатывались и в энергетике использовались новые автоматические системы, что учитывалось в соответствующих учебных планах и программах. В настоящее время преподавание автоматики электроэнергетических систем предусматривается не только для специальности «Автоматизация производства и распределение электрической энергии» (0650), но и для всех специальностей электроэнергетического профиля (0301, 0302, 0303, 0304, 0307).

В течение последних 25 лет новые учебники по автоматике электроэнергетических систем не издавались, а появившиеся в последнее время учебные пособия охватывали лишь часть вопросов, предусматриваемых учебными планами указанных специальностей.

Предлагаемое учебное пособие написано членами кафедры РЗ и А МЭИ (заведующий кафедрой канд. техн. наук доцент В. П. Морозкин) по материалам лекций, которые они много лет читали в МЭИ, и призвано более полно обеспечить студентов специальности 0650 учебным материалом.

Предисловие и введение написаны авторами совместно, гл. 1 и 12 (кроме § 12.4) — В. Е. Казанским, гл. 2—6 — Е. Л. Сиротинским, гл. 7 и 8 — Н. И. Овчаренко, гл. 9 и 10 — В. Л. Козисом, гл. 11 — О. П. Алексеевым, § 12.4 написан Я. Л. Арцишевским. Общая редакция книги выполнена В. Л. Козисом и Н. И. Овчаренко.

Авторы с искренней благодарностью отмечают большую работу по рецензированию рукописи и ценные советы сотрудников кафедры автоматизации и релейной защиты энергосистем Ивановского энергетического института доцентов В. Ф. Короткова и Е. А. Аржаникова и доцента Рижского политехнического института (РПИ) Л. А. Орехова.

Все пожелания и замечания по книге просьба направлять в адрес Энергоиздата: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб. 10.

Авторы

Введение

Экономическое и социальное развитие Советского Союза тесно связано и в значительной степени определяется развитием электроэнергетики. Хорошо известно крылатое выражение В. И. Ленина: «Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны».¹

Вскоре после установления в России Советской власти по инициативе В. И. Ленина началось составление плана Государственной электрификации России — плана ГОЭЛРО. План ГОЭЛРО был составлен большой группой отечественных специалистов под руководством Г. М. Кржижановского и 22 декабря 1920 г. одобрен VIII Всероссийским съездом Советов. В. И. Ленин придавал этому плану исключительное значение, называя его второй программой партии.

В дореволюционной России электроэнергетика состояла в основном из разрозненных фабрично-заводских и городских электростанций небольшой мощности. Единственной районной электростанцией была «Электропередача» мощностью 15 МВт, ныне значительно расширенная и носящая имя ее строителя Р. Э. Классона. В сельском хозяйстве электричество не применялось.

Планом ГОЭЛРО предусматривалось построить в течение 10—15 лет 30 районных электростанций (20 тепловых и 10 гидравлических) общей установленной мощностью 1750 МВт и на этой базе создать крупную машинную промышленность и электрифицировать сельское хозяйство и железнодорожный транспорт [1]. План ГОЭЛРО был выполнен в начале первой пятилетки.

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч. т. 42, с. 159.

В 1980 г. наша страна отмечала 60-летие плана ГОЭЛРО. К этому времени установленная мощность электростанций страны превысила 250 000 МВт, и по этому показателю Советский Союз занимает второе место в мире.

Производство электрической энергии обладает рядом особенностей, определяющих специфику управления и степень автоматизации энергетических объектов.

1. Территориальная разобщенность мест производства и мест потребления обуславливает необходимость создания надежных связей между узлами производства и потребления, которые создаются электрическими сетями различных уровней напряжения.

Большая концентрация мощностей на электростанциях и весьма большая рассредоточенность мест потребления при полной электрификации всей страны вызывает появление протяженных линий электропередачи и создание системообразующих сетей сверхвысокого напряжения переменного тока 750 кВ с перспективой дальнейшего повышения напряжения дальних электропередач до 1150 кВ.

2. Электрическая энергия не складывается и потребляется непрерывно, что вызывает необходимость поддержания баланса активной мощности — производимой и потребляемой.

Для осуществления передачи электрической энергии с мест производства к местам потребления необходимо непрерывно поддерживать и баланс реактивных мощностей.

3. Технологическая и экономическая целесообразность параллельной работы источников электрической энергии, обеспечивающей надежность взаимного резервирования, рациональное размещение резервов, уменьшение влияния случайных изменений нагрузки, оптимальность режима работы с минимумом трудовых затрат на производство электрической энергии.

4. Наличие случайных изменений нагрузки в местах потребления даже при условии достаточно точного планирования и прогнозирования изменений промышленных нагрузок в соответствии с планами работы и развития социалистических предприятий. Кроме того, возможны случайные нарушения процесса производства, вызванные аварийным состоянием отдельных объектов.

5. Сложность явлений, происходящих при изменениях режима работы электрических объектов, возникновении аварийных ситуаций и их ликвидации.

6. Быстротечность электромагнитных и электромеханических процессов при изменениях и аварийных нарушениях режима работы в электрической части производства и распределения энергии.

7. Высокая насыщенность машинами, аппаратами и механизмами всего процесса и отсутствие непосредственного человеческого труда в нем. Человек лишь управляет и контролирует режим работы и состояние работы энергетических объектов.

Основным элементом энергетического производства является районное энергетическое управление (РЭУ) или производственное энергетическое объединение (ПЭО), обеспечивающие электроснабжение на определенной территории, на которой расположены электростанции, сети различных напряжений и понижающие подстанции. РЭУ создавались обычно на основе областного административного деления, о чем свидетельствуют их названия «Мосэнерго», «Тулэнерго» и др., всего в стране насчитывается около 100 РЭУ.

По мере увеличения энергетических систем (ЭС) и обслуживаемой ими территории началось создание объединенных энергетических систем (ОЭС) путем объединения на параллельную работу соседних ЭС. Так были созданы ОЭС Центра, Юга и др., всего 11 ОЭС. В соответствии с решением XXIV съезда КПСС началось формирование Единой энергетической системы Советского Союза (ЕЭС) путем объединения на параллельную работу отдельных ОЭС. В настоящее время формирование ЕЭС еще не закончено, но в ее состав входят 9 ОЭС с установленной мощностью электростанции свыше 220 000 МВт, ЕЭС обслуживает территорию с населением свыше 220 млн. чел.

Такое развитие энергетического производства повышает надежность и экономичность снабжения потребителей электроэнергией, дает возможность использовать нагрузочный межсистемный эффект, позволяющий маневрировать мощностью и резервами за счет несовпадения максимумов нагрузки в ЭС, расположенных в различных часовых поясах. Использование такого эффекта требует больших перетоков энергии между ЭС и созда-

ния межсистемных электропередач значительной пропускной способности.

Указанные особенности электроэнергетического производства обуславливают необходимость непрерывного и централизованного управления режимом работы всех энергетических объектов, участвующих в производстве и распределении электрической энергии. Такое управление называется диспетчерским и реализуется в соответствии с технической и организационной структурой, определенной Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) [2].

Диспетчерская служба строится на иерархическом принципе соподчинения оперативного персонала ЭС снизу вверх. Первую ступень управления образует дежурный персонал районных электростанций, диспетчерский персонал предприятий электрических и тепловых сетей и персонал крупных подстанций. На этой ступени происходит непосредственное управление технологическим процессом производства, распределения и реализации электрической энергии.

Второй ступенью является диспетчерская служба ЭС, которой при оперативном управлении режимом работы энергосистемы подчиняется весь оперативный персонал первой ступени. Диспетчерская служба базируется на центральном диспетчерском пункте (ЦДП ЭС).

Третью ступень образует объединенное диспетчерское управление (ОДУ), оперативно управляющее режимом работы межсистемных связей с диспетчерского пункта ДП ОДУ.

Высшей ступенью иерархической структуры является Центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС), диспетчерский пункт которой носит наименование ЦДП ЕЭС.

Служба оперативно-диспетчерского управления на любом уровне должна обеспечивать выполнение плана выработки электрической энергии и покрытие максимальных нагрузок; обеспечивать бесперебойную и надежную работу всех объектов производства и распределения электрической энергии; поддерживать нормированные показатели качества электроэнергии; создавать условия для максимальной экономичности режима работы энергосистем.

Выполнение перечисленных задач при указанных выше особенностях электроэнергетического производ-

ства возможно только на основе автоматизации управления процессом производства и распределения электроэнергии, обеспечиваемой комплексами взаимодействующих автоматических устройств, которые и составляют различные виды автоматики электроэнергетических систем (ЭЭС).

Для решения задач автоматизации диспетчерского управления в 70-х годах в Минэнерго СССР было принято решение о создании отраслевой автоматизированной системы управления ОАСУ «Энергия», в которую входит автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ ЭЭС СССР.

Функции устройств автоматики весьма разнообразны, поскольку они осуществляют автоматизацию большого числа процессов, имеющих место в энергетическом производстве. Ниже дается краткая их характеристика в соответствии с последовательностью изложения материала в данном учебном пособии.

Одна из трудностей оперативного управления ЭЭС обусловлена большими расстояниями между отдельными ступенями оперативного диспетчерского управления. Поэтому в процессе управления широко используются различные технические системы передачи информации на большие расстояния — системы связи и системы телемеханики (СТМ). Системы телемеханики служат для обмена на большом расстоянии информацией машин с машинами и машин с людьми. Первоначально при помощи СТМ персонал диспетчерских пунктов осуществлял на большом расстоянии контроль за работой оборудования и управление (неавтоматическое) оборудованием. В дальнейшем по мере оснащения диспетчерских пунктов системами автоматического управления СТМ начали применяться для передачи на большое расстояние контрольных и управляющих воздействий в системах автоматического управления. В настоящее время СТМ органически входят в состав целого ряда автоматических систем контроля и управления, которые в совокупности с СТМ представляют собою телеавтоматические системы контроля и управления. Разработка систем телемеханики для электроэнергетики велась и ведется до настоящего времени рядом организаций — Союзтехэнерго, (б. ОРГРЭС), Энергосетьпроект, ВНИИЭ.

К числу наиболее ответственных операций в процессе управления ЭЭС относится синхронизация генераторов на электростанциях и включение на параллельную работу двух частей ЭЭС или электростанций с ЭЭС.

Включение синхронных генераторов на параллельную работу может осуществляться по способу точной синхронизации, при котором включаемый генератор возбужден и для его включения с малым уравнительным током требуется выравнивание частоты и амплитуды ЭДС и напряжения на шинах электростанции, что связано с затратой времени. Устройство для автоматизации этой операции содержит автоматический синхронизатор и уравниватели частоты и амплитуды.

В довоенное время на электростанциях применялись синхронизаторы типов КА-11 и КА-35, выпускавшиеся промышленностью. После Великой Отечественной войны в Ленэнерго был разработан синхронизатор АС-4, длительное время применявшийся на электростанциях. В настоящее время в МЭИ разработан более совершенный автоматический синхронизатор СА-1.

Другой способ включения синхронных генераторов на параллельную работу — способ самосинхронизации, при котором невозбужденный генератор после разворота турбиной до подсинхронной частоты вращения включается на шины, находящиеся под напряжением, с последующим быстрым включением возбуждения генератора. Этот способ нашел широкое применение после Великой Отечественной войны, когда работами советских ученых была доказана допустимость такого включения для мощных синхронных генераторов. Автоматизация этой операции выполняется достаточно просто.

Основным достоинством самосинхронизации является весьма небольшая затрата времени на включение синхронного генератора в сеть, а недостатком — значительные уравнительные токи, возникающие в момент включения.

В настоящее время включение синхронных генераторов на параллельную работу в нормальных режимах осуществляется автоматическими синхронизаторами, а в аварийных ситуациях автоматическими устройствами самосинхронизации.

Из-за различного рода неполадок, повреждений оборудования и ошибок персонала в ЭЭС иногда создается аварийная ситуация. В таких случаях задача оперативного управления—сначала предотвратить развитие аварийной ситуации, а затем ликвидировать ее, т. е. восстановить нормальный режим работы. В ряде случаев аварийная ситуация развивается настолько быстрой, что локализовать ее возможно только при помощи быстродействующих автоматических управляющих устройств. Поэтому в ЭЭС применяется широкий ассортимент автоматических управляющих устройств, предназначенных для локализации и последующей ликвидации аварийных ситуаций. Обобщенно они называются средствами противоаварийной автоматики или просто противоаварийной автоматикой (ПА). Они подразделяются на средства ПА общего типа (системная автоматика), обязательные к применению во всех ЭЭС, и на средства ПА специального назначения, применяемые по мере надобности в зависимости от условий работы того или иного элемента ЭЭС.

К числу наиболее давно и широко применяемых средств ПА общего типа относятся устройства автоматического включения резервных источников питания (АВР), устройства автоматического повторного включения линий и шин (АПВ) и автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Электрические схемы сетей и подстанций обычно выполняются так, чтобы при аварийных отключениях основного источника питания подстанции или распределительного устройства можно было обеспечить включение резервного питания. Чем быстрее происходит включение резервного питания, тем меньше ущерб от недоотпуска электрической энергии потребителю. Поэтому такая операция автоматизируется и выполняется устройствами АВР.

В питающих и распределительных сетях широко используются воздушные линии, а в распределительных устройствах шины имеют воздушную изоляцию. Элементы распределения электрической энергии, работающие в воздушной среде, подвержены воздействию атмосферного электричества, что может приводить к пробоям воздушных промежутков между фазами и на землю, коротким замыканиям с отключением поврежденных элементов релейной защитой. Воздушная

изоляция быстро восстанавливается при снятии напряжения и поэтому предусматривается повторное включение поврежденных элементов. Доля успешных включений весьма велика. Для быстрого восстановления питания эта операция автоматизируется и выполняется устройствами АПВ.

Выполнение устройств АПВ линий высокого напряжения с односторонним и двусторонним питанием различно и зависит от того, производится отключение и включение трех фаз (ТАПВ) или одной фазы (ОАПВ).

Надежность питания потребителей существенно зависит от того, в какой мере поддерживается баланс активных мощностей в энергосистеме. Отключение отдельных агрегатов на электростанциях или целиком всей электростанции, разрыв связей в питающих и распределительных сетях может вызвать местный или общесистемный дефицит мощности. Появление дефицита мощности приводит к снижению частоты и нарушению устойчивости параллельно работающих агрегатов. Снижение частоты может прекратиться за счет регулирующего эффекта нагрузки, однако большие дефициты мощности приводят к аварийному состоянию турбоагрегатов, их отключению и развитию аварии.

Для ликвидации дефицита мощности применяется отключение части потребителей — частотная разгрузка. Эта операция автоматизируется и выполняется устройствами АЧР.

При выполнении устройств АЧР учитываются объемы разгрузки, последовательность отключения потребителей, необходимость автоматического восстановления питания потребителей и т. д.

Разработка устройств противоаварийной автоматики общего типа велась в СССР как в проектных и исследовательских организациях (Энергосетьпроект, ВНИИЭ), так и в значительном объеме в службах защиты и автоматики различных ЭЭС.

Главам пособия, посвященным вопросам автоматического регулирования параметров качества электрической энергии, предшествует глава, в которой рассмотрены основные понятия теории автоматического регулирования линейных систем, которые используются в последующих главах.

Напряжение и частота являются основными параметрами качества электрической энергии, поэтому их

автоматическое регулирование входит в комплекс задач оперативного управления ЭЭС.

Для поддержания баланса реактивных мощностей и соответствующих уровней напряжения в узлах энергосистемы, а также для сохранения устойчивости при возникновении аварийных ситуаций применяются автоматические системы регулирования напряжения и реактивной мощности (АСРН и РМ) в генерирующих узлах. Для обеспечения должного уровня напряжения в местах потребления широко применяются автоматические регуляторы коэффициента трансформации (АРКТ) питающих трансформаторов и автотрансформаторов, а также регулирование местных источников реактивной мощности (АРИРМ).

Первоначально напряжение на шинах электростанций регулировалось автоматическими регуляторами напряжения, выполненными на электромеханическом принципе иностранными фирмами. Регуляторы были сложны и малонадежны. По мере роста ЭЭС возникла проблема обеспечения надежности и устойчивости параллельно работающих электростанций. Работами советских ученых было показано, что эта проблема может быть решена путем быстродействующего регулирования возбуждения, параллельно работающих синхронных генераторов. Еще перед Великой Отечественной войной в ВЭИ имени В. И. Ленина был разработан и производился быстродействующий электронный регулятор возбуждения пропорционального действия. Во время войны в ЭЭС страны широко внедрялись устройства компаундирования, релейной форсировки, а в дальнейшем разного рода корректоры напряжения.

В 50-х годах при решении проблемы строительства дальних электропередач сверхвысокого напряжения 400 — 500 кВ была создана теория «сильного» регулирования возбуждения синхронных генераторов и разработан автоматический регулятор возбуждения сильного действия (АРВСД).

Первые АРВСД, разработанные и произведенные в ВЭИ имени В. И. Ленина, были установлены на ГЭС имени В. И. Ленина. В настоящее время в ВЭИ и СЭИ ведется разработка АРВСД с использованием современной вычислительной техники. В течение ряда лет в РПИ и Латвэнерго разрабатываются, выполняются и

устанавливаются в ЭЭС автоматические регуляторы коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

Для поддержания баланса активных мощностей и астатического регулирования частоты, а также для регулирования и ограничения перетоков по внутрисистемным и межсистемным связям на каждом уровне диспетчерского управления применяются взаимосвязанные автоматические системы регулирования частоты и активной мощности с конечным воздействием на мощность регулирующих электростанций. Одновременно решается и задача оптимального распределения нагрузок между регулируемыми электростанциями по критерию минимума издержек на производство запланированного количества электроэнергии.

Первоначально частота вращения и мощность агрегатов, состоящих из турбин и генераторов, регулировались установленными на турбинах автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ), однако для поддержания постоянства частоты в ЭЭС, ОЭС, ЕЭС и распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами электростанциями и ЭЭС применяется так называемое вторичное регулирование частоты и мощности путем создания соответствующих АСРЧ и М на каждом уровне управления режимом работы ЭЭС, ОЭС, ЕЭС.

Разработка АСРЧ и М и соответствующих регуляторов ведется в настоящее время в ВНИИЭ, Союзтехэнерго, Энергосетьпроекте с использованием средств вычислительной техники.

Сооружение электропередач большой протяженности на сверхвысоком напряжении 330—750 кВ и последующий опыт их эксплуатации обуславливали необходимость применения мероприятий по сохранению их устойчивости при появлении тех или иных возмущений, а именно аварийного регулирования активной мощности электрических станций и отдельных агрегатов. Специфика такого регулирования не позволяет использовать АСРЧ и М. Поэтому потребовалась разработка специальных устройств аварийного регулирования. При нарушении устойчивости отдельных элементов ЭЭС может возникнуть их асинхронный ход. Если результирующая устойчивость при этом не обеспечивается, то требуется применение устройств для автоматическо-

го предупреждения и прекращения асинхронного режима (АПАР).

Дефицит или избыток мощности в отдельных частях ЭЭС или ОЭС из-за нарушения режимов работы электропередачи большой протяженности может быть устранен применением АЧР в местах дефицита и автоматических устройств для снижения генерируемой мощности в местах ее избытка. Последнее необходимо, так как повышение частоты в избыточной ЭЭС может привести к аварийному отключению агрегатов на местных ТЭС и созданию местных дефицитов. Все указанные проблемы и ряд других решаются разработкой автоматических устройств, которые носят условное название противоаварийной режимной автоматики (ПАРА).

Значительная протяженность сетей на различных уровнях напряжения и быстротечность аварийных процессов требует применения средств контроля за состоянием линий электропередач, а также устройств для определения расстояния до места повреждения на аварийно отключающихся линиях. Соответствующие средства автоматического контроля и фиксации мест повреждения широко используются в ЭЭС.

Глава первая

СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

1.1. СИСТЕМА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ И ЕЕ ЭЛЕМЕНТЫ

В процессе управления электроэнергетической системой (ЭЭС) происходит интенсивный обмен данными между диспетчерскими пунктами и подведомственными им энергетическими предприятиями, между диспетчерскими пунктами разных уровней, а также внутри энергетических предприятий. В соответствии с ГОСТ 17657-72 данными называется информация, представленная в формализованном виде и подлежащая обработке техническими средствами или уже обработанная ими.

К числу данных, передаваемых в процессе управления ЭЭС, относятся: измерительная информация, командная информация, а также сведения о положениях коммутационных аппаратов, о нарушениях нормального режима работы оборудования и о срабатывании релейной защиты и противоаварийной автоматики, называемые далее известительной информацией.

Система передачи данных (СПД) предназначена для передачи данных от источников к получателям их. Для передачи данных от одного источника к одному получателю служит однообъектная СПД. Она состоит (рис. 1.1) из передающего комплекта устройства передачи данных *AEG*, установленного вблизи источника данных *S*, приемного комплекта устройства передачи данных *AEE*, установленного вблизи получателя данных *E*, и канала связи *КС*, соединяющего *AEG* и *AEE*.

Данные передаются при помощи сигналов. От *S* на вход *AEG* поступает сигнал *СА*, который определенным образом отображает подлежащие передаче дан-

ные. Под воздействием этого сигнала *АЕГ* вырабатывает сигнал *СК1*, который отображает те же данные. Сигнал *СК1* поступает на вход *КС* и под его воздействием на выходе из *КС* формируется сигнал *СК2*, который поступает на вход *АЕЕ*. Под воздействием сигнала *СК2* *АЕЕ* вырабатывает сигнал *СБ*, который и отображает передаваемые данные на входе получателя данных.

Очевидно, что у сигнала *СБ* физические параметры и способ отображения информации (данных) должны быть такими, чтобы *Е* был способен воспринять

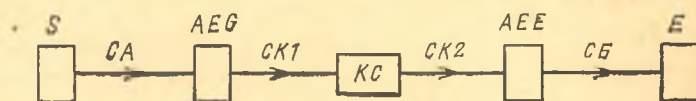


Рис. 1.1. Функциональная схема однообъектной системы передачи данных.

предназначающиеся ему данные. Рассматриваемая схема построена в предположении, что сигнал *СК2* недоступен для восприятия получателем данных. В данном случае *АЕЕ* предназначен только для того, чтобы сформировать сигнал *СБ*, доступный для восприятия получателем данных.

Предполагается также, что на передающей стороне сигнал *СА* по своим физическим параметрам не согласован с входом канала связи. В данном случае *АЕГ* предназначен только для того, чтобы сформировать сигнал *СК1*, согласованный по физическим параметрам с каналом связи. Если бы сигнал *СА* был согласован по своим физическим параметрам с входом *КС*, а сигнал *СК2* был доступен для восприятия получателем данных, то вся однообъектная *СПД* состояла бы только из одного канала связи.

Канал связи представляет собою совокупность линии связи и аппаратуры связи. Линией связи (*ЛС*) является проводная линия, радиолуч, светопровод и т. п. Каналы связи в зависимости от природы входных и выходных сигналов подразделяются на электрические, оптические, звуковые, радиоканалы и др.

Аппаратура связи служит для усиления и других преобразований сигналов. Если, например, в электрическом канале связи используется оптическая *ЛС*, то

Входной электрический сигнал $СК1$ при помощи аппаратуры связи преобразовывается в оптический сигнал, а затем в электрический выходной сигнал $СК2$.

При помощи специальной аппаратуры связи, называемой аппаратурой уплотнения, представляется возможным образовывать на одной ЛС несколько независимых каналов связи, которые в таком случае называются искусственными $КС$. В ЭЭС широко применяются искусственные высокочастотные каналы связи по линиям электропередачи высокого напряжения [5].

В простейшем случае аппаратура связи вообще отсутствует, и весь $КС$ состоит только из одной ЛС. Стоимость ЛС пропорциональна ее длине, и при больших расстояниях между S и E такая ЛС обходится очень дорого. Стоимость же аппаратуры уплотнения мало зависит от расстояния. Поэтому при больших расстояниях для образования нескольких $КС$ оказывается более выгодным строить одну ЛС и на ней при помощи аппаратуры уплотнения создавать несколько искусственных $КС$ вместо того, чтобы строить несколько ЛС. В настоящее время представляется возможным создавать на одной ЛС большое число искусственных $КС$. Особенно большими возможностями в этом отношении обладают оптические ЛС. На одной оптической ЛС иногда создаются тысячи искусственных $КС$.

Если имеется несколько источников данных и несколько получателей данных, причем требуются данные от $S1$ передавать к $E1$, от $S2$ — к $E2$, от $S3$ — к $E3$ и т. д., то представляется возможным либо использовать столько однообъектных СПД, сколько имеется пар $S—E$, либо использовать одну многообъектную СПД.

На рис. 1.2 приведена функциональная схема трехобъектной симплексной СПД, т. е. рассчитанной для передачи данных от всех источников в одном направлении. В данном случае СПД состоит из одного АЕГ, одного АЕЕ и одного $КС$. Поэтому сигналы $СК1$ и $СК2$ отображают все данные, тогда как сигналы $СА1$ и $СБ1$ отображают только данные, передаваемые от $S1$ к $E1$; сигналы $СА2$ и $СБ2$ отображают только данные, передаваемые от $S2$ к $E2$, а сигналы $СА3$ и $СБ3$ — только данные, передаваемые от $S3$ к $E3$.

Сигналы $СА1—СА3$ далее называются объектными сигналами. Каждый из них поступает на отдель-

ный вход *AEG*. Под их воздействием *AEG* вырабатывает групповой сигнал *СК1*, который отображает данные, отображаемые всеми объектными сигналами. Сигналы *СБ1* — *СБ3* также являются объектными, каждый из них отображает только данные, предназначенные для одного получателя *Е*. Их вырабатывает *AEE* под воздействием группового сигнала *СК2*.

В простейшем случае физические характеристики каждого объектного сигнала таковы, что сигнал может передаваться по *КС* без всякого преобразования.

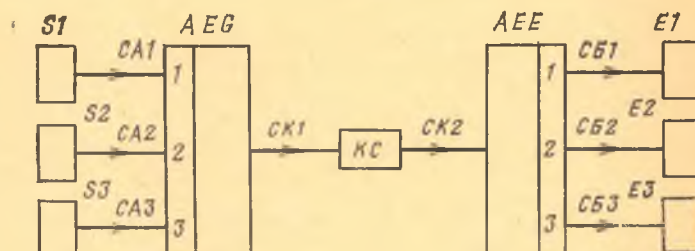


Рис. 1.2. Функциональная схема многообъектной системы передачи данных.

В этом простейшем случае *AEG* формирует групповой сигнал путем простого смешивания объектных сигналов, а *AEE* восстанавливает объектные сигналы путем разделения группового сигнала на составные части.

Наиболее часто в многообъектных СПД используется либо частное, либо временное разделение объектных сигналов. При частотном разделении объектные сигналы формируются таким образом, что каждый из них занимает отличную от других объектных сигналов полосу частот. В состав *AEE* входит комплект полосовых частотных фильтров. Каждый фильтр пропускает только полосу частот, принадлежащую одному объектному сигналу. Фильтры включены в цепи выходов *AEE* таким образом, что обеспечивают прохождение к каждому получателю данных только объектных сигналов, несущих адресованные ему данные.

При временном разделении объектные сигналы передаются по *КС* по очереди и в *AEE* распределяются между всеми выходами таким образом, что каждый *Е* получает только адресованные ему данные. Формирование группового сигнала и последующее разделение

его на части производится при помощи тех или иных распределителей импульсов, которые входят в состав *AEG* и *AEE* (см. далее). Очевидно, что многообъектное устройство передачи данных сложнее и дороже однообъектного, но зато оно позволяет при передаче данных от нескольких источников к нескольким получателям обходиться одним каналом связи.

Применение одной *n*-объектной СПД вместо *n* однообъектных экономически оправдывается при передаче данных на большие расстояния, когда КС стоит очень дорого.

В процессе управления ЭЭС данные нередко передаются на большие расстояния. Для этой цели используются СПД, специально сконструированные применительно к большим расстояниям между *AEG* и *AEE*. Такие СПД обобщенно называются системами телемеханики (СТМ), а устройства передачи данных, применяемые в СТМ, обобщенно называются устройствами телемеханики. Устройство телемеханики подразделяется на один или несколько комплектов КДП, устанавливаемых на диспетчерском пункте (ДП), и один или несколько комплектов ККП, устанавливаемых на контролируемом пункте (КП).

Измерительная информация обычно передается снизу вверх по иерархической структуре диспетчерского управления, например с центрального пульта управления электростанции на ЦДП районных ЭЭС (РЭЭС); с ЦДП на ДП ОЭЭС или с ДП ОЭЭС на ДП ЦДУ. Известительная (контрольная) информация также передается снизу вверх по иерархической структуре, а в общем случае с КП на ДП. Командная информация передается сверху вниз по иерархической структуре, т. е. с ДП на КП.

Предназначенная только для передачи одного вида информации СТМ называется в зависимости от вида информации системой телеизмерения (СТИ), системой телесигнализации (СТС) или системой телеуправления (СТУ). Входящие в эти СТМ устройства называются устройствами телеизмерения (УТИ), телесигнализации (УТС) или телеуправления (УСУ).

Среди модификаций СТУ особое место занимают системы телеотключения, отличающиеся повышенной надежностью и повышенным быстродействием и применяемые для передачи команд в системах релейной

защиты и автоматики энергосистем. Система телеотключения состоит из КС и устройства телеотключения.

В ЭЭС применяются также комбинированные многообъектные системы телеуправления — телесигнализации (СТУ-ТС) и телеизмерения — телесигнализации (СТИ-ТС). При помощи одной СТУ-ТС осуществляется передача командной информации с ДП на один или несколько КП и обратная передача известительной информации с данных КП на данный ДП, т. е. СТУ-ТС является дуплексной системой передачи данных. При помощи одной многообъектной СТИ-ТС осуществляется передача измерительной и известительной информации на один или несколько ДП с одного или нескольких КП, т. е. СТИ-ТС является симплексной системой передачи данных.

На первом этапе автоматизации и телемеханизации ЭЭС системы телемеханики использовались только для обмена на большом расстоянии информацией между людьми и машинами: при помощи СТС и СТИ диспетчер получал известительную и измерительную информацию с подведомственных ему электростанций и подстанций, находящихся на большом расстоянии от ДП, а также с подведомственных ему других ДП; при помощи СТУ диспетчер управлял на большом расстоянии оборудованием, в основном выключателями в распределительной сети.

Системы телемеханики, предназначенные для обмена телеинформацией между людьми и машинами, принято называть СТМ общепромышленного назначения. От них обычно не требуется большого быстродействия, время передачи одного сообщения около 1—2 с считается приемлемым. В отношении же точности и надежности к ним предъявляются требования не более жесткие, чем к устройствам дистанционного измерения, управления и сигнализации, применяемым на электростанциях и подстанциях.

На втором этапе автоматизации и телемеханизации ЭЭС СТМ начали применяться также в качестве составных элементов автоматических систем управления — автоматических систем регулирования частоты и мощности (АСРЧ и М), систем противоаварийной автоматики и т. п. В таких случаях требования к СТМ зависят от роли СТМ в данной автоматической системе управления, и, как правило, этим требованиям СТМ

общепромышленного назначения не удовлетворяют. Поэтому в автоматических системах управления применяются обычно СТМ, выполненные по особым требованиям и обобщенно называемые СТМ специального назначения.

Первое применение СТИ специального назначения в АСРЧ и М относится к середине 50-х годов, когда была осуществлена централизованная АСРЧ и М ОРГРЭС (см. § 10.3). В этой АСРЧ и М при помощи СТИ передаются на регулирующие станции задания по мощности, вырабатываемые диспетчерской управляющей машиной, а к диспетчерской управляющей машине передается с транзитных подстанций измерительная информация о перетоках мощности. Разработана СТМ специального назначения выполнена в ОРГРЭС, ВНИИЭ и др. Перспективным является применение СТИ специального назначения вместо измерительных трансформаторов тока и напряжения в сетях сверхвысокого напряжения. Такие СТИ известны как оптико-электронные и радиоэлектронные трансформаторы тока и напряжения.

Первая система телеотключения (СТО) была создана во ВНИИЭ и впервые использована при осуществлении противоаварийной автоматики электропередачи Куйбышевская ГЭС имени В. И. Ленина — Москва в конце 50-х годов. В настоящее время СТО применяются в системах как противоаварийной автоматики, так и релейной защиты. Следует отметить, что значительно раньше в ЭЭС начала применяться релейная защита с высокочастотной блокировкой [6], в которой для передачи команд, называемых «блокирующие сигналы» и «отключающие сигналы», используются специализированные СТУ, которые только по существующей традиции не принято относить к системам телемеханики.

В настоящее время в связи с реализацией автоматизированной системы диспетчерского управления энергетикой (АСДУ), СТМ начинают применяться в едином комплексе с информационными и управляющими цифровыми ЭВМ [7]. В АСДУ широко применяются комбинированные многообъектные СТИ-ТС. Они служат для передачи на большое расстояние измерительной и известительной информации, которая сначала обрабатывается ЭВМ, а затем уже поступает

к диспетчеру. Таким образом, в данном случае получателем информации с выхода СТИ-ТС является не диспетчер, а ЭВМ. К СТМ, предназначенным работать в комплексе с ЭВМ, предъявляется ряд специфических требований. Во-первых, выходные объектные сигналы СТМ и по своим физическим параметрам и по форме представления информации должны быть пригодны для ввода информации непосредственно в ЭВМ. Во-вторых, в связи с реализацией АСДУ значительно возрос объем телеинформации, подлежащей передаче на соответствующие диспетчерские пункты. В-третьих, поскольку телеинформация, обрабатываемая ЭВМ, используется и для автоматического управления, к СТМ предъявляются требования в отношении надежности, соизмеримые с требованиями к СТМ специального назначения. Однако СТМ специального назначения, как правило, малообъектны, тогда как для АСДУ требуются многообъектные СТМ.

1.2. СИСТЕМЫ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ

Системы телеизмерения представляют собой симплексные системы передачи данных, предназначенные для измерения различных физических величин на большом расстоянии. Измеряются преимущественно следующие величины: суммарные мощности нагрузок основных электростанций; суммарные мощности нагрузок отдельных ЭЭС; суммарные мощности нагрузок ОЭС; перетоки мощностей по линиям электропередачи; обменные мощности; напряжения в узловых точках электрической сети; частота в РЭС, которые могут выделяться на изолированную работу; токи нагрузки некоторых линий и трансформаторов преимущественно в распределительных сетях; уровни воды в водохранилищах некоторых гидроэлектростанций.

Наиболее широко осуществляется телеизмерение мощности, и в этом состоит основное отличие телеизмерения в ЭЭС от телеизмерения в других отраслях.

На рис. 1.3 приведена функциональная схема однообъектной СТИ, состоящей из канала связи КС и устройства телеизмерения (УТИ). Устройство телеизмерения состоит из комплектов ТИКП и ТИДП. Комплект ТИКП устанавливается на КП вблизи места отбора телеизмеряемой величины, например на электростанции,

на подстанций или на ДП, с которого передается значение телеизмеряемой величины на другие ДП. Комплект *ТИДП* устанавливается на ДП вблизи получателя телеизмерительной информации. Получателем является либо непосредственно диспетчер, либо та или иная автоматическая система, которая производит обработку телеизмерительной информации.

Комплект *ТИКП* состоит из измерительного преобразователя телеизмеряемой величины U и передатчика телеизмерения ANG . Под действием телеизмеряемой величины P_T измерительный преобразователь создает

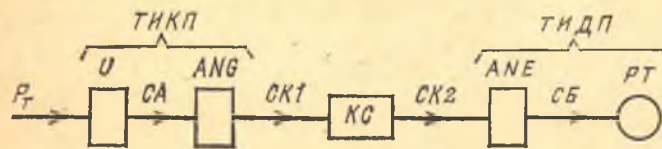


Рис. 1.3. Функциональная схема однообъектной системы телеизмерения.

сигнал измерительной информации CA . В ANG этот сигнал преобразовывается в согласованный с входом канала связи сигнал $СК1$.

Конструкция первичного измерительного преобразователя зависит от вида телеизмеряемой величины и диапазона ее изменения. Но в УТИ данного типа измерительный преобразователь любой величины создает сигнал CA , согласованный с входом одностипного ANG . При этом при телеизмерении любой величины в УТИ данного типа применяются одностипные ANG , меняются только первичные преобразователи. Это очень удобно и для предприятия, выпускающего УТИ, и для эксплуатационников.

Комплект *ТИДП* в УТИ общепромышленного назначения состоит из приемника телеизмерения $АНЕ$ и воспроизводящего прибора $РТ$. Значение телеизмеряемой величины на ДП воспроизводится на шкале $РТ$ (аналоговой или цифровой), которая проградуирована подобно шкале обычного щитового измерительного прибора. Например, при телеизмерении мощности шкала $РТ$ проградуирована подобно шкале ваттметра. В УТИ данного типа при телеизмерении любой величины применяются одностипные $РТ$ — у большинства типов УТИ

это миллиамперметры (милливольтметры) с неизменным пределом измерения по току (напряжению).

В зависимости от вида телеизмеряемой величины и диапазона ее измерения меняется только градуировка *РТ*.

Роль *АНЕ*, как и приемника в любой системе передачи данных, состоит в том, чтобы преобразовывать приходящий по каналу связи сигнал *СК2* в сигнал *СБ*. Сигнал *СК2* и сигнал *СБ* являются стандартными для данного типа УТИ. Поэтому в *ТИДП* конструкция аппаратуры не зависит от вида телеизмеряемой величины. В данном случае выделение *РТ* в виде отдельного устройства оправдывается рядом соображений: *РТ* занимает гораздо меньше места, чем весь комплект *ТИДП*, что немаловажно при размещении *РТ* на диспетчерском щите; *РТ* гораздо дешевле всего комплекта *ТИДП*, что существенно в тех случаях, когда применяют несколько воспроизводящих приборов, устанавливая их в разных помещениях, например один на щите диспетчера, другой в кабинете главного диспетчера и т. д.

В автоматизированных системах диспетчерского управления получаемая телеизмерительная информация, как правило, предварительно обрабатывается при помощи ЭВМ и выдается диспетчеру в обработанном виде при помощи тех или иных средств отображения информации (дисплей и др.). При этом *АНЕ* непосредственно связан с устройством ввода информации в ЭВМ (вместо *РТ*).

Устройства телеизмерения принято подразделять по виду сигналов, подлежащих передаче по каналу связи: УТИ системы интенсивности, частотной системы, кодо-импульсной системы, время-импульсной системы и т. д.

Наиболее простыми и дешевыми являются УТИ системы интенсивности. Они рассчитаны на передачу по каналу связи сигнала в виде изменяющегося постоянного тока; информационным параметром является значение (интенсивность) тока или напряжения. При этом применяются измерительные преобразователи, создающие указанные сигналы интенсивности, в качестве *АНГ* и *АНЕ* применяются усилители постоянного тока, а для воспроизведения используются миллиамперметры постоянного тока, проградуированные в значениях

телеизмеряемой величины. Но так как значение постоянного тока (интенсивность сигнала) на входе *ANE* зависит от затухания в канале связи, то в СТИ с УТИ системы интенсивности информация может передаваться без искажения только при условии, что затухание в канале связи остается без изменения. Если коэффициенты преобразования *U*, *ANG* и *ANE* тоже остаются неизменными, то интенсивность сигнала *СБ* однозначно связана с P_T на входе *U* и *PT* (миллиамперметр) может быть проградуирован в значениях P_T . Если после того, как *PT* проградуирован, произойдет изменение затухания в канале связи, то интенсивность сигнала *СК2* изменится и возникнет погрешность телеизмерения — показание *PT* будет отличаться от истинного значения P_T .

Во избежание недопустимого изменения затухания в СТИ с УТИ системы интенсивности применяются каналы связи в виде отдельных двухпроводных воздушных (телефонных) или кабельных линий. Затухание сигнала постоянного тока в проводной линии зависит от сопротивлений проводов и изоляции между проводами и с изменением атмосферных условий (температуры, влажности) изменяется. С увеличением длины линии сопротивление проводов увеличивается, а сопротивление изоляции между проводами снижается. Если выходное сопротивление *ANG* и входное сопротивление *ANE* остаются неизменными, то с увеличением длины линии увеличиваются изменения затухания и возможная погрешность телеизмерения, обусловленные изменением атмосферных условий. При этом для каждого типа УТИ и для каждого типа линии существует предельная дальность передачи информации, при превышении которой погрешность телеизмерения, обусловленная колебаниями атмосферных условий, получается недопустимо большой. Для кабельных линий связи эта предельная дальность выше, чем для воздушной линии, но и для них обычно не превышает 50—100 км.

Предельную дальность передачи информации в СТИ с УТИ системы интенсивности приходится ограничивать и по экономическим соображениям, так как стоимость канала связи в виде отдельной проводной линии растет пропорционально ее длине и при более или менее значительной дальности передачи получается значительно выше стоимости УТИ. Поэтому УТИ системы интенсив-

ности применяют только при передаче измерительной информации на сравнительно небольшие расстояния, не свыше нескольких десятков километров. Их принято называть УТИ ближнего действия.

Для передачи информации на большое расстояние пригодны только УТИ, мало чувствительные к изменению затухания в канале связи: это УТИ частотной системы и другие, у которых интенсивность не является информационным параметром, сигналов, передаваемых по каналу связи.

Первые отечественные УТИ дальнего действия «ОРГРЭС — Электропульт» были частотной системы. В качестве *ANG* использовался управляемый генератор электрических колебаний. Частота f_t выходного сигнала *ANG* регулировалась при помощи миниатюрного конденсатора переменной емкости. Ось этого конденсатора была связана с осью стрелочного прибора, измеряющего телеизмеряемую величину на КП. Таким образом, *U* представлял собой стрелочный щитовой измерительный прибор с встроенным конденсатором переменной емкости. Достоинство такого *U* состояло в том, что он одновременно служил и местным измерительным прибором, недостаток же был в том, что изменение емкости соединительных проводов между *U* и *ANG* вызывало погрешность телеизмерения. В дальнейшем в разработках других организаций начали применяться *U* с выходными сигналами интенсивности постоянного тока (как и в УТИ ближнего действия) и генераторы электрических колебаний (в *ANG*), управляемые этими сигналами. Это позволило применять *U* одинаковой конструкции и для ближнего и для дальнего телеизмерения.

В УТИ частотной системы в качестве *PT* также применяются миллиамперметры (милливольтметры) постоянного тока. При этом *ANE* осуществляет функциональное преобразование частоты *СК2* в интенсивность постоянного тока *СБ*, что позволяет применять *PT* такие же, как и в УТИ ближнего действия.

Так как частота не зависит от затухания амплитуды в канале связи, то УТИ частотной системы допускают значительные ее изменения. Поэтому в состав *ANE* входит усилитель-ограничитель, который усиливает и стабилизирует амплитуду.

В СТИ частотной системы широко используются искусственные каналы связи [8]. При больших расстоя-

ниях они гораздо дешевле, чем отдельная проводная или иная линия. На рис. 1.4 поясняется принцип устройства искусственного частотного канала связи для СТИ частотной системы путем уплотнения телефонной линии LU . Предполагается, что частоты телефонных сигналов лежат в диапазоне ниже f_0 . Телефонные аппараты $BU1$ и $BU2$ присоединяются к линии через частотные фильтры $ZF1.1$ и $ZF1.2$, пропускающие частоту не выше f_0 . Комплекты УТИ $AE1$ и $AE2$ присоединяются к той же линии через фильтры $ZF2.1$ и $ZF2.2$, пропускающие частоты

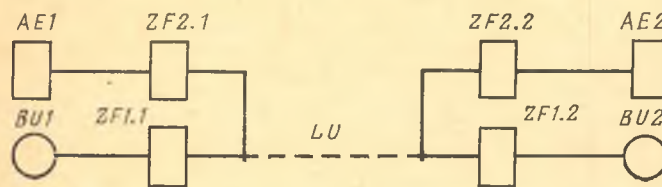


Рис. 1.4. К пояснению принципа частотного уплотнения телефонной линии.

только выше f_0 , а частота сигналов телеизмерения устанавливается в диапазоне выше f_0 . Таким образом, по линии одновременно проходят и телефонные сигналы и сигналы телеизмерения, но благодаря фильтрам телефонные сигналы не попадают в аппаратуру телеизмерения, а сигналы телеизмерения не попадают в телефонную аппаратуру. Разумеется, сама линия связи должна пропускать и те и другие сигналы.

Устройства телеизмерения частотной системы пригодны для передачи телеизмерительной информации на большие расстояния. Поэтому УТИ частотной системы принято называть УТИ дальнего действия. Предельная дальность действия СТИ с УТИ частотной системы зависит от допустимого для комплекта ТИДП наименьшего соотношения сигнал — помеха. По мере увеличения длины канала связи мощность помех в нем растет и отношение сигнал — помеха снижается. Поэтому, чем меньше для данной аппаратуры телеизмерения допустимое соотношение сигнал — помеха и чем меньше мощность помех, отнесенная к единице длины канала связи, тем больше у данной СТИ предельная дальность действия.

Устройства телеизмерения кодо-импульсной системы также являются УТИ дальнего действия при условии, что для передачи выходного кодо-импульсного сигнала ТИКП применимы искусственные каналы связи и что комплект ТИДП допускает значительные колебания интенсивности сигнала на своем входе.

При телеизмерении непрерывной величины посредством УТИ кодо-импульсной системы происходит квантование по уровню и дискретизация по времени телеизмеряемой величины. Если в комплекте ТИКП используются измерительные преобразователи U с аналоговыми выходными сигналами, например, такие же, как в УТИ системы интенсивности или частотной системы, то процесс квантования и дискретизации происходит в ANG , который в данном случае является аналого-дискретным преобразователем сигналов. На практике УТИ кодо-импульсной системы выполняются исключительно как многообъектные (см. § 1.3). В качестве первичных преобразователей целесообразно использовать цифровые измерительные приборы, формирующие одновременно физический эквивалент числа C_n , пропорционального значению телеизмеряемой величины. При этом ANG формирует кодо-импульсный сигнал, обеспечивающий по-рядную передачу числа C_n .

В низовых звеньях АСДУ применяется телеизмерение по вызову нескольких величин, например напряжений на различных шинах подстанции и токов нагрузки различных трансформаторов и линий, отходящих от шин данной подстанции. Принцип телеизмерения по вызову поясняется на примере телеизмерения трех величин (рис. 1.5). В состав комплекта ТИКП входят отдельные измерительные преобразователи для каждой телеизмеряемой величины $U1-U3$, а в состав комплекта ТИДП входят отдельные для каждой телеизмеряемой величины воспроизводящие приборы $PT1-PT3$. При этом для всех телеизмеряемых величин предусматриваются общие передатчик телеизмерения ANG и приемник телеизмерения ANE .

В состав комплекта КП входит трехпозиционный переключатель $SCS1$, позволяющий присоединять к входу ANG выход любого первичного преобразователя. В состав комплекта ТИДП входит аналогичный переключатель $SCS2$, позволяющий присоединять к выходу ANE любой воспроизводящий прибор.

Предусмотрена следящая система (на схеме не показана), обеспечивающая автоматическую установку переключателя $SCS1$ всегда точно на такую же позицию, на которой находится переключатель $SCS2$. Поэтому всегда оба переключателя находятся в одинаковых позициях.

Если переключатели находятся в позициях 1, то по каналу связи передается и на ДП воспроизводится (прибором $PT1$) значение телеизмеряемой величины $P_{т.1}$.

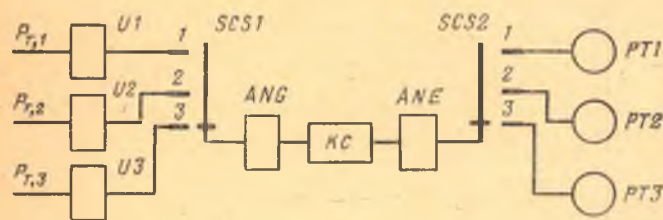


Рис. 1.5. К пояснению принципа телеизмерения по вызову.

Если переключатели находятся в позициях 2, то по каналу связи передается и на ДП воспроизводится (прибором $PT2$) значение $P_{т.2}$. А когда переключатели находятся в позициях 3, по каналу связи передается и на ДП воспроизводится (прибором $PT3$) значение $P_{т.3}$.

Переключателем $SCS2$ непосредственно управляет диспетчер, устанавливая $SCS2$ в позицию, соответствующую вызываемой величине. При этом $SCS2$ подключает к ANE воспроизводящий прибор вызываемой величины, а $SCS1$ одновременно присоединяет к ANG измерительный преобразователь вызываемой величины. Другие воспроизводящие приборы при этом бездействуют. Поэтому телеизмерение по вызову применимо в тех случаях, когда достаточно в каждый данный момент контролировать только одну величину.

На практике ТИ по вызову широко применяется для телеконтроля режима работы распределительных подстанций в сочетании с телеуправлением этими подстанциями. В таких случаях система телеуправления используется и для телеуправления с ДП различными объектами подстанции (выключателями, переключателями коэффициента трансформации и т. п.) и для вызова телеизмеряемых величин (вместо переключателя $SCS1$).

Использование системы телеуправления объектами подстанции одновременно и для вызова телеизмерения позволяет наиболее просто и дешево решать задачу телеизмерения по вызову.

Многообъектная СТИ с временным разделением объектных сигналов строится по принципу, аналогичному изображенному на рис. 1.5, только переключатели *SCS1* и *SCS2* непрерывно переходят с одной позиции на другую и обеспечивают поочередную передачу значений всех телеизмеряемых величин (подробнее — см § 1.3).

В современных многообъектных СТИ применяются высоконадежные быстродействующие переключатели на базе бесконтактных распределителей импульсов. Информация о значении каждой телеизмеряемой величины передается с небольшими интервалами, не свыше 3—4 с. В качестве воспроизводящих приборов применяются приборы с кратковременной памятью, запоминающие значения телеизмеряемых величин на 3—4 с. Поэтому все приборы показывают значения телеизмеряемых величин и диспетчер имеет возможность контролировать одновременно все величины, а не только одну из них — вызванную.

Следует отметить, что многообъектная СТИ менее надежна, чем несколько отдельных однообъектных СТИ, так как выход из работы единственного *КС*, или *АНГ*, или *АНЕ* вызывает нарушение функционирования системы телеизмерения всех величин. Тем не менее многообъектные системы телеизмерения в настоящее время широко применяются в системах АСДУ на уровне ЦДП, как значительно более экономичные.

При телеизмерении перетока мощности требуется получать информацию не только о значении перетока, но и о его направлении, а при телеизмерении перетока мощности между двумя ЭЭС требуется передавать информацию в три пункта — на ДП передающей ЭЭС, на ДП приемной ЭЭС и на ДП, являющийся вышестоящей инстанцией для обеих ЭЭС.

На рис. 1.6 приведена функциональная схема телеизмерения перетока мощности по линии, связывающей ЭЭС *А* и *Б*, которые входят в состав ОЭС. Комплект ТИКП *АWG* установлен на одной из транзитных подстанций, и его измерительный преобразователь мощности питается от трансформаторов тока контролируемой линии и шинного трансформатора напряжения подстанции. При

помощи трех каналов связи $KC1$, $KC2$ и $KC3$ он связан с тремя комплектами ТИДП $AWE1$ — $AWE3$, установленными на диспетчерских пунктах ЭЭС А (ЦДП-А) и Б (ЦДП-Б) и на диспетчерском пункте ОЭС (ДП ОЭС). Поэтому устройство телеизмерения межсистемного перетока мощности состоит из одного комплекта КП и трех комплектов ДП.

На каждом ЦДП осуществляется автоматическое суммирование всех перетоков мощности между данной ЭЭС и остальными ЭЭС, с которыми данная ЭЭС работает параллельно. В результате получается значение обменной мощности данной ЭЭС. Принцип суммирования такой же, как при телеизмерении суммарной мощности (см. ниже).

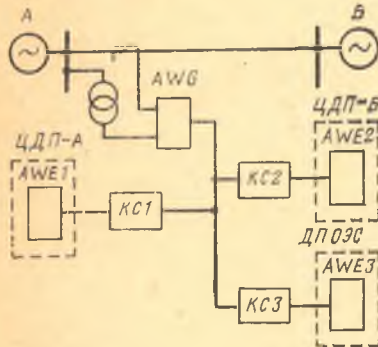


Рис. 1.6. Схема телеизмерения перетока мощности между энергосистемами, входящими в объединение.

Суммарная мощность нагрузки электростанции. $P_{ст}$ равна сумме мощностей нагрузок всех агрегатов данной станции. В процессе телеизмерения обычно автоматически суммируются значения мощностей нагрузок

отдельных генераторов, для чего в состав комплекта ТИКП, установленного на электростанции, входит специальный сумматор.

На рис. 1.7 приведена типичная схема комплекта телеизмерения суммарной мощности для трехагрегатной электростанции. В состав комплекта входят:

три отдельных измерительных преобразователя мощности (по одному на каждый агрегат) $UW1$, $UW2$, $UW3$; сумматор $AW1$; местный прибор $PW1$, показывающий значение суммарной мощности $P_{ст}$ на самой станции; передатчик телеизмерения ANG , создающий сигнал, в котором отображается значение $P_{ст}$ и который передается на ДП.

Преобразователи $UW1$ — $UW3$ питаются от измерительных ТТ и ТН генераторов $G1$ — $G3$ и создают на своих выходах сигналы $CA1$ — $CA3$, отображающие мощности нагрузок P_1 — P_3 генераторов $G1$ — $G3$.

Сигналы преобразователей поступают в сумматор $AW1$, создающий на своем выходе сигнал CAW , отображающий значение суммарной мощности электростанции, $P_{ст} = P_1 + P_2 + P_3$.

Под воздействием сигнала CAW находится передатчик телеизмерения и местный прибор.

В качестве сигналов $CA1—CA3$ и CAW нередко используются сигналы интенсивности постоянного тока, причем значения мощностей отображаются средними значениями токов $I_{A,1,c}$, $I_{A,2,c}$, $I_{A,3,c}$:

$$I_{A,1,c} = k_{п,1} P_{1,2} = k_{п,1} \frac{P_1}{k_{I,1} k_{U,1}} = k_1 P_1,$$

где $k_{п,1}$ — коэффициент преобразования $UW1$; $P_{1,2}$ — мощность на входе $UW1$

$$P_{1,2} = \frac{I_{г,1} U_{г,1}}{k_{I,1} k_{U,1}} \sqrt{3} \cos \varphi;$$

здесь $I_{г,1}$ и $U_{г,1}$ — ток и напряжение генератора $G1$; $k_{I,1}$ и $k_{U,1}$ — коэффициенты трансформации измерительных ТТ и ТН генератора $G1$, от которых питается $UW1$.

Ток $I_{A,1,c}$ пропорционален мощности $P_{1,2}$ генератора $G1$ и одновременно мощности P_1 генератора $G1$, но только коэффициент про-

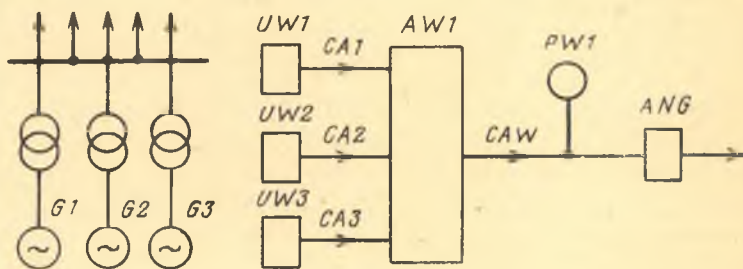


Рис. 1.7. Функциональная схема комплекта КП устройства телеизмерения суммарной мощности трехагрегатной электростанции.

порциональности k_1 зависит от коэффициентов трансформации ТТ и ТН $k_1 = k_{п,1} / (k_{I,1} k_{U,1})$.

Токи $I_{A,2}$ и $I_{A,3}$ пропорциональны мощностям P_2 и P_3 , причем коэффициенты пропорциональности k_2 и k_3 определяются аналогично k_1 .

Сумматор суммирует выходные токи первичных преобразователей в соответствии со следующей формулой:

$$I_{A,w,c} = I_{A,1,c} a_1 + I_{A,2,c} a_2 + I_{A,3,c} a_3 = k_1 P_1 a_1 + k_2 P_2 a_2 + k_3 P_3 a_3,$$

где $I_{A,w,c}$ — среднее значение тока (сигнал CAW); a_1 , a_2 и a_3 — масштабные коэффициенты, которые выбираются по условию $a_1 k_1 = a_2 k_2 = a_3 k_3 = k_{\Sigma} = \text{const}$.

При этом $I_{A,w,c} = k_{\Sigma} P_{\Sigma} I_{\Sigma}$. Таким образом, ток $I_{A,w,c}$ остается пропорциональным P_{Σ} независимо от соотношения мощностей нагрузок отдельных агрегатов. При этом в качестве местных приборов используются миллиамперметры, проградуированные в значе-

1178940

ниях $P_{ст}$. Сумматором средних значений токов может служить суммирующий усилитель.

Значение k_{Σ} может быть любым, его выбирают, исходя из заданного диапазона изменения тока $I_{A, w, c}$ при изменении суммарной мощности станции от нуля до максимума.

При реализации АСУ электростанции задача автоматического суммирования значений нагрузок генераторов возлагается на цифровую ЭВМ. При этом сигнал CAW получается с выхода ЭВМ, а ANG только преобразовывает физические параметры этого сигнала в соответствии с требованиями канала связи.

Значение на ЦДП ЭЭС суммарной мощности, вырабатываемой всеми генераторами ЭЭС, P_{Σ} получается путем автоматического суммирования суммарных мощностей всех электростанций, телеизмеряемых на ЦДП, с добавлением тех генерируемых мощностей, которые по какой-либо причине не измеряются на ЦДП.

Значение на ДП ОЭС суммарной мощности, вырабатываемой во всей объединенной энергосистеме, получается путем автоматического суммирования мощностей, вырабатываемых во всех ЭЭС, входящих в объединение.

На рис. 1.8 приведена функциональная схема телеизмерения суммарных генерируемых мощностей в ОЭС. Из сказанного ранее должно быть ясно, как получается на ЦДП сигнал $СБ1$, отображающий суммарную мощность, генерируемую на электростанции. На ЦДП этот сигнал и все сигналы телеизмерения суммарных мощностей других электростанций вводятся в сумматор сумм $AW2$. Кроме того, в сумматор сумм вводится сигнал $СБК$, отображающий ту часть суммарной мощности энергосистемы, которая в данный момент не измеряется из-за отсутствия или неисправности соответствующих СТИ. Сигнал $СБК$ создается устройством коррекции телеизмерений $КТИ1$, которое управляется персоналом ЦДП. Приборы $PW2, PW3, PW4$ на ЦДП показывают суммарные мощности каждой электростанции. Мощность, которую отображает сигнал $СБК$, показывает прибор $PW5$.

Принцип суммирования на ЦДП такой же, как и при телеизмерении суммарной мощности станции (см. выше). На выходе сумматора получается сигнал $СБW$, отображающий суммарную мощность P_{Σ} , вырабатываемую в данной энергосистеме. Значение P_{Σ} воспроизводится на ЦДП при помощи местных приборов $PW6$ и $PW7$ и

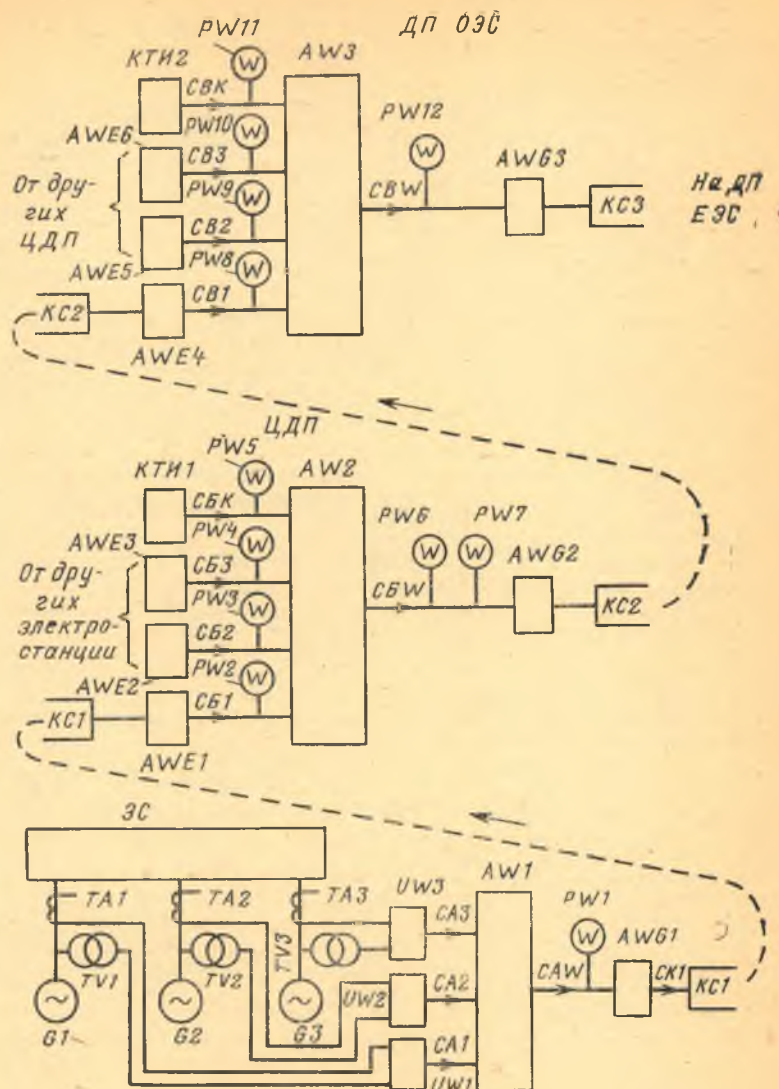


Рис. 1.8. Функциональная схема телеизмерения суммарной мощности, вырабатываемой в объединенной энергосистеме.

передается на ДП ОЭС, где эта мощность отображается сигналом $CB1$. На ДП ОЭС при помощи сумматора $AW3$ суммируются мощности всех энергосистем, входящих в ОЭС, подобно тому, как на ЦДП суммируются мощности всех электростанций одной энергосистемы. В результате получается сигнал CBW , отображающий суммарную мощность $P_{OЭС}$, генерируемую в данной ОЭС. Эта мощность воспроизводится местным прибором $PW12$ на ДП ОЭС и передается на ДП ЕЭС.

На каждом ЦДП значение мощности, потребляемой в данной ЭЭС, получается путем автоматического алгебраического суммирования суммарной генерируемой мощности и обменной мощности данной энергосистемы. Аналогично на каждом ДП ОЭС получается значение суммарной мощности, потребляемой в данной ЭЭС.

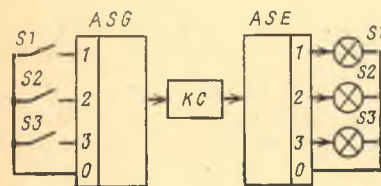


Рис. 1.9. Функциональная схема трехобъектной системы селесигнализации.

1.3. МНОГООБЪЕКТНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

На рис. 1.9 изображена функциональная схема простейшей трехобъектной системы телесигнализации (СТС). Реальные многообъектные СТС рассчитаны обычно на значительно большее число объектов. Предполагается,

что каждый контролируемый объект двухпозиционный, т. е. может находиться только в одном из двух состояний, которые далее кодируются 0 и 1. Сами контролируемые объекты далее обозначаются $S1$, $S2$ и $S3$. Состояние каждого объекта на стороне КП отображается в данном случае одним контактом, который на схеме обозначен так же, как и объект. Принято, что замкнутое положение контакта соответствует состоянию 1, а разомкнутое положение контакта соответствует состоянию 0.

На стороне ДП состояние каждого объекта отображается отдельной сигнальной лампочкой, обозначенной так же, как и объект. Горящая лампочка отображает состояние 1, негорящая лампочка — состояние 0.

Такой способ отображения состояний объектов на входах СТС широко применяется в энергетике. Для этого

при телесигнализации положений выключателей и разъединителей используются замыкающие контакты вспомогательных цепей этих объектов или контакты их реле-повторителей; при телесигнализации различного рода нарушений используются выходные замыкающие контакты соответствующих устройств местной сигнализации нарушений и т. д.

В СТС общепромышленного назначения сигнальные лампочки широко используются для отображения состояний объектов на ДП, но только в реальных конструкциях применяется еще дополнительная сигнализация об изменении состояния контролируемых объектов. Например, при всяком изменении состояния хотя бы одного объекта возникает звуковой сигнал, а сигнальная лампочка объекта, изменившего состояние, начинает мигать. В АСДУ наряду с сигнальными лампочками применяются и другие средства отображения информации, например состояние объектов отображается на экране электронно-лучевой трубки, которая управляется ЭВМ, обрабатывающей информацию, получаемую посредством СТС.

Основной частью комплекта КП является передатчик телесигнализации *ASG*. Находясь под воздействием объектных сигналов, создаваемых контактами *S1*, *S2*, *S3*, он вырабатывает групповой сигнал, отображающий состояние всей группы контролируемых объектов, который поступает в канал связи *КС*.

Основной частью комплекта ДП является приемник телесигнализации. Находясь под воздействием принимаемого группового сигнала, он управляет сигнальными лампами, отображающими состояния контролируемых объектов на ДП.

На рис. 1.10 приведен вариант аппаратной реализации трехобъектной СТС с временным разделением сигналов. Основными элементами *ККП* и *КДП* являются генераторы импульсов *GA1* и *GA2* и распределители импульсов *SE1* и *SE2*.

Каждый распределитель импульсов имеет один вход движения *R*, один пусковой вход *Q* и несколько выходов. У *SE1* — четыре выхода (1—4), у *SE2* — три выхода (1—3).

На вход движения каждого распределителя поступает непрерывная последовательность импульсов движения от генератора импульсов. На осях *GA1* и *GA2* временной диаграммы (рис. 1.11) показаны импульсы дви-

жения $1ИД—9ИД$, поступающие на входы распределителей непрерывно. Под воздействием импульсов движения распределители вырабатывают на своих выходах по очереди ответные импульсы — выходные импульсы распределителей. При этом создается эффект распределения импульсов движения поочередно между всеми выходами распределителя.

Действие распределителя начинается лишь после того, как на пусковой вход поступит пусковой импульс. На диаграмме принято, что пусковой импульс поступает в $SE1$ одновременно с импульсом движения $1ИД$ и что выходные импульсы совпадают во времени с вызвавшими

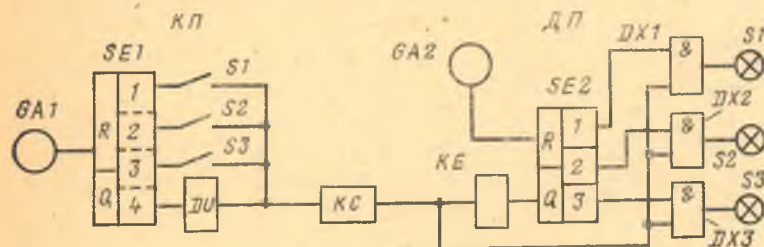


Рис. 1.10. Пример аппаратной реализации трехобъектной СТС с временным разделением объектных сигналов.

ми их импульсами движения. Принято, что пусковой импульс не распределяется и действие $SE1$ начинается со второго импульса движения. Таким образом, выходной импульс $1И$ на первом выходе $SE1$ возникает под воздействием $2ИД$, $2И$ — под воздействием $3ИД$, $3И$ — под воздействием $4ИД$, $4И$ — под воздействием $5ИД$. При этом говорят, что распределитель $SE1$ сделал полный оборот. Распределитель $SE1$ называется распределителем непрерывного действия, это значит, что, сделав полный оборот, он немедленно начинает новый оборот. Поэтому под воздействием $6ИД$ снова возникает выходной импульс $1И$ на первом выходе и т. д.

Импульсы $4И$ с четвертого выхода $SE1$ постоянно поступают в канал связи, но только через инвертор полярности DU . В канале связи они имеют отрицательную полярность и являются синхронизирующими импульсами $СИ$.

Импульсы с остальных выходов $SE1$ поступают в канал связи через контакты $S1$, $S2$, $S3$ и при этом стано-

вятся объектными сигналами известительной информации. Это — импульсные сигналы, они проходят в канал связи в виде импульсов нормальной интенсивности только у тех объектов, которые находятся в состояниях 1. У объектов, находящихся в состояниях 0, импульсы не проходят в канал связи, их интенсивности получаются нулевыми. На оси *SE1* временной диаграммы показаны выходные импульсы *SE1*.

На оси Вход *КС* показаны групповые сигналы на входе канала связи в случае, когда все объекты находятся в состояниях 1. Каждый групповой сигнал состоит из четырех импульсов: три из них — объектные сигналы, обо-

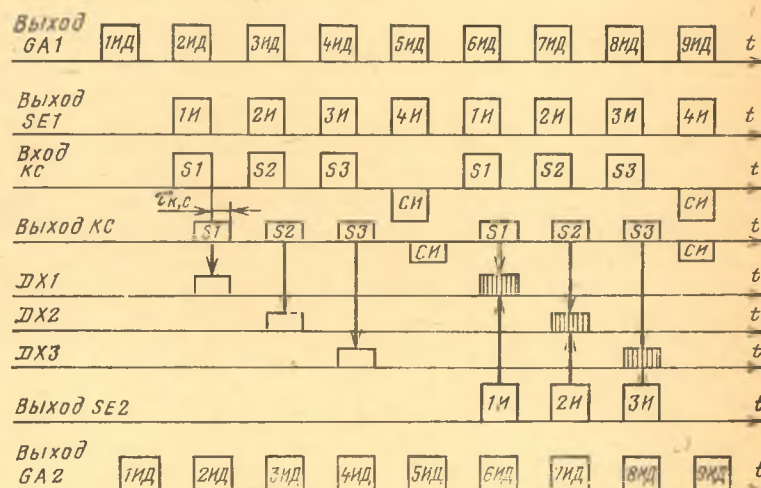


Рис. 1.11. Временная диаграмма СТС по схеме рис. 1.10 в случае, когда все контролируемые объекты находятся в состоянии 1.

значенные так же, как и объекты, четвертый, называемый далее «синхронизирующим импульсом» *СИ*, имеет служебное назначение — он служит, в частности, для разделения групповых сигналов, которые следуют друг за другом. Кроме того, он используется для синхронизации ККП и КДП.

Объектные сигналы имеют в данном случае положительную, а *СИ* отрицательную полярность. Это сделано для того, чтобы *СИ* можно было отличить от объектных сигналов.

Каждый групповой сигнал занимает интервал времени, равный $\tau_{с.г.}$. На этом интервале равномерно распределены все четыре импульса (элемента сигнала). Первую четверть интервала занимает *СИ* вместе с паузой между ними и следующим импульсом, вторая четверть отведена объектному сигналу *S1* с последующей паузой, третья отведена сигналу *S2* с паузой, четвертая отведена сигналу *S3* с паузой. Если какой-либо объект оказывается в состоянии 0, то интенсивность его объектного сигнала снижается до нуля. Таким образом, каждый объектный сигнал представляет собою одиночный импульс прямоугольной формы. Если все объекты находятся в состоянии 0, то объектные сигналы отсутствуют и каждый групповой сигнал состоит только из одного импульса *СИ*.

Принято, что канал связи подобен проводной линии с ограниченной полосой пропускания. Поэтому выходные импульсы канала связи (см. диаграмму) имеют по сравнению со входными импульсами меньшие амплитуды и запаздывают относительно них на время $\tau_{к.с.}$.

Генератор импульсов *GA2* создает последовательность импульсов такой же частоты, как и *GA1*. Но только они отстают по фазе относительно *GA1* на интервал времени $\tau_{к.с.}$. Благодаря этому импульсы *GA2* и выходные импульсы *SE2* совпадают по фазе с импульсами, приходящими по каналу связи. У *SE2* в качестве пускового используется синхронизирующий импульс *СИ*, приходящий по каналу связи. При помощи разделителя синхронизирующего импульса *KE* он выделяется и направляется на пусковой вход *Q SE2*.

На диаграмме принято, что *GA2* начинает действовать одновременно с *GA1*. Но так как первый *СИ* приходит на ДП только одновременно с *5ИД*, то до этого момента *SE2* не работает и импульсы *1ИД—5ИД* не распределяет. Поэтому после пуска комплекта КП приходящий по каналу связи первый групповой сигнал на ДП не анализируется.

Действие *SE2* начинается после прихода первого *СИ*, с момента поступления на вход движения импульса *6ИД*. Под воздействием *6ИД* появляется импульс *1И* на первом выходе *SE2*, под воздействием *7ИД* появляется *2И* на втором выходе *SE2*, а под воздействием *8ИД* появляется *3И*. На этом первый оборот *SE2* заканчивается.

Распределитель *SE2* в отличие от *SE1* является распределителем старт-стопного действия. Это значит, что,

получив пусковой импульс, он делает только один оборот и останавливается до получения нового пускового импульса. Второй *СИ* приходит на ДП одновременно с *9ИД* и производит запуск *SE2* на новый оборот. *SE2* пропускает этот импульс и начинает новый оборот одновременно с *10ИД*. При этом все повторяется: под воздействием *10ИД* появляется *1И* и т. д.

Таким образом, благодаря синхронизирующим импульсам, оба распределителя работают синфазно, но со сдвигом на $\tau_{к,с}$. При этом объектный сигнал *S1* приходит на ДП одновременно с появлением *1И* на первом выходе *SE2*. Сигнал *S2* приходит одновременно с *2И* на втором выходе *SE2*, а *S3* приходит одновременно с *3И*.

В случае обрыва канала связи или остановки *SE1*, *SE2* останавливается, сделав не более одного оборота. После восстановления канала связи (или восстановления работы *SE1*) синхронная работа распределителей автоматически восстанавливается.

В комплекте ДП сигнальные лампы управляются через логические элементы *DX1—DX3* [9]. Одни входы элементов питаются из канала связи — на них поступают групповые сигналы, другие входы — с выходов *SE2*. Поэтому элемент *DX1* срабатывает при условии, что одновременно с импульсом на первом выходе *SE2* появляется импульс в канале связи, а это может быть только *S1*. Поэтому лампа *S1* горит только при условии, что объект *S2* находится в состоянии 1.

На осях *DX1—DX3* диаграммы штриховкой отмечены моменты срабатывания логических элементов в условиях, когда все объекты в состояниях 1. Если один из объектов находится в состоянии 0, то его элемент не срабатывает, так как в моменты прихода импульса на правый вход от *GA2* на левом входе импульса нет.

К числу основных вопросов, подлежащих решению при реализации рассмотренной системы, относится вопрос о выборе генераторов импульсов. Если КП и ДП питаются от общей сети электроснабжения переменного тока, то представляется возможным отказаться от генераторов импульсов, а питать распределители импульсами, получаемыми от сети через выпрямители и формирователи импульсов, или применять распределители, питаемые синусоидальным напряжением. При этом синхронная работа распределителей в комплектах КП и ДП обеспечивается благодаря питанию их от общей сети

переменного тока промышленной частоты. Подобные системы реализуются наиболее просто и широко применяются, но только в низовых звеньях оперативного управления энергетикой. Для высших ступеней оперативного управления подобные системы не пригодны, так как не исключено, что в результате аварийного разделения энергосистемы на несинхронно работающие части окажется, что КП и ДП питаются от частей сети электропитания, работающих несинхронно. На высших ступенях оперативного управления в качестве ГА1 и ГА2 обычно применяются автономные мультивибраторы с принудительной синхронизацией при помощи синхронизирующих импульсов.

В рассмотренной СТС групповой сигнал, отображающий состояние всех объектов, представляет собой последовательность из конечного числа импульсов, причем в зависимости от состояния отдельных объектов число импульсов в групповом сигнале находится в пределах от 1 до $n+1$, где n — число объектов. По способу отображения информации о состоянии всей группы контролируемых объектов групповой сигнал является кодо-импульсным двоичным сигналом.

Двоичное число C_n (см. § 1.1), отображающее информацию о состоянии всей группы объектов, можно синтезировать следующим образом. Принять, что состояние объекта $S1$ отображается первым, состояние $S2$ вторым, а состояние $S3$ третьим разрядом числа C_n . Тогда в зависимости от состояния отдельных объектов число C_n будет иметь значения, указанные в табл. 1.1.

Рассмотренную многообъектную СТС можно использовать для передачи числовой информации, т. е. чисел, представленных в двоичной системе. Для этого достаточно

Таблица 1.1 Значения числа C_n в зависимости от состояния группы контролируемых объектов

Состояние объектов			Число C_n	
$S1$	$S2$	$S3$	двоичное	десятичное
0	0	0	000	0
1	0	0	001	1
0	1	0	010	2
1	1	0	011	3
0	0	1	100	4
1	0	1	101	5
0	1	1	110	6
1	1	1	111	7

но, чтобы на стороне КП контакты $S1-S3$ отображали своими положениями не состояния контролируемых объектов, а значения разрядов передаваемого числа $\mathcal{C}_и$. При этом те же разряды на ДП будут отображаться сигнальными лампами. Рассмотренная трехобъектная система пригодна для передачи одного из восьми значений числа

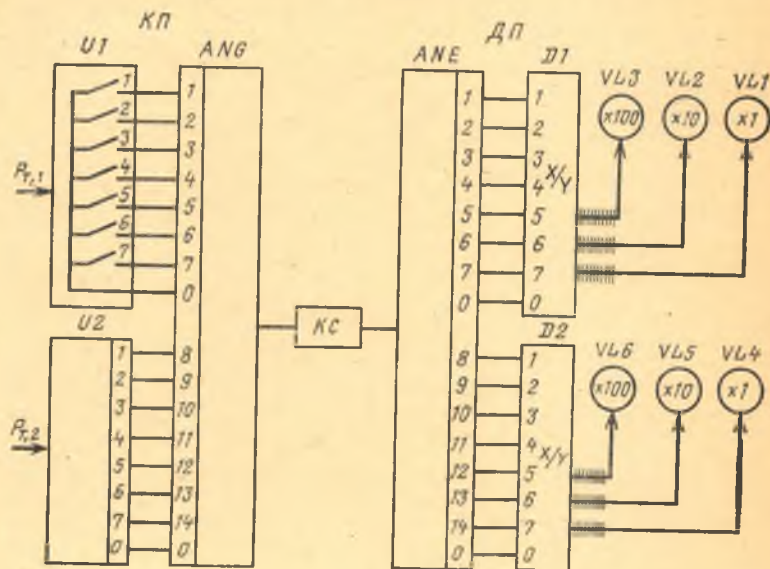


Рис. 1.12. Функциональная схема двухобъектной кодо-импульсной системы телеизмерения.

$\mathcal{C}_и$. Семиобъектная система пригодна для передачи уже 128 значений (включая и 0).

На рис. 1.12 приведена функциональная схема варианта двухобъектной СТС кодо-импульсной системы, построенной на базе 14-объектной СТС с временным разделением объектных сигналов. На стороне КП дополнительно в комплекте используются два измерительных преобразователя телеизмеряемых величин: $U1$ для телеизмеряемой величины $P_{T,1}$ и $U2$ для телеизмеряемой величины $P_{T,2}$. Каждый из них создает на своем выходе физический эквивалент семиразрядного двоичного числа, пропорционального значению телеизмеряемой величины. На выходе $U1$ двоичное число $\mathcal{C}_{и,1}$ пропорционально $P_{T,1}$, на выходе $U2$ двоичное число $\mathcal{C}_{и,2}$ пропорционально $P_{T,2}$.

Каждый разряд каждого двоичного числа отображается положением отдельного выходного контакта преобразователя.

В данном случае значения обеих телеизмеряемых величин отображаются на входах передатчика телеизмерения *ANG* при помощи 14 контактов. Передатчик телеизмерения и приемник телеизмерения *ANE* действуют так же, как передатчик и приемник в 14-объектной системе телесигнализации, но только в групповом сигнале, передаваемом по каналу связи *КС*, и в выходном сигнале приемника отображаются двоичные числа $C_{и,1}$ и $C_{и,2}$, пропорциональные значениям телеизмеряемых величин.

Рассматриваемая схема рассчитана на тот случай, когда значения телеизмеряемых величин непосредственно воспроизводятся на *ДП*. Для этого служат трехразрядные десятичные цифровые индикаторы *VL1—VL3* для $P_{т,1}$ и *VL4—VL6* для $P_{т,2}$, управляемые преобразователями кодов *D1* и *D2*.

Поскольку семиразрядное двоичное число может иметь 128 различных значений (включая 0000000), то рассматриваемая *СТИ* позволяет измерять 128 различных значений каждой телеизмеряемой величины. Если изменению непрерывной телеизмеряемой величины от 0 до 100% соответствует изменение двоичного числа $C_{и}$ от 0000000 до 1111111, то относительная приведенная погрешность квантования менее чем $\pm 0,5\%$, что в большинстве случаев вполне допустимо.

По рассмотренному способу можно осуществлять телеизмерение и более чем двух величин [7]. Для этого необходимы только передатчик и приемник, рассчитанные на большее число двухпозиционных объектов: каждые семь двухпозиционных объектов телесигнализации эквивалентны одной телеизмеряемой величине, представленной семиразрядным двоичным числом $C_{и}$.

На базе *СТС* с временным разделением объектных сигналов может быть построена и комбинированная *СТИ-ТС*. При этом часть двоичных объектов телесигнализации используется непосредственно для телесигнализации, как это было показано на рис. 1.11, а часть из них группами по семь объектов используется для телеизмерения.

Рассмотренная многообъектная *СТС* может быть использована и для телеуправления. Для этого на схеме рис. 1.10 сигнальные лампы заменяются исполнительны-

ми элементами управляемых объектов, а контакты $S1$ — $S3$ заменяются при ручном телеуправлении командными ключами, а при автоматическом управлении — контактами управляющих реле. Например, при передаче печатного текста по принципу телетайпа контакты на передающей стороне связаны с клавишами, а вместо сигнальных ламп на приемной стороне включены электромагниты, управляющие отдельными литерами.

Разумеется, одну и ту же многообъектную СТС можно использовать как комбинированную систему ТИ-ТС-ТУ при условии передачи всей информации в одном направлении.

Следует отметить, что представленная на рис. 1.10 аппаратная реализация СТС не отличается высокой надежностью. Во-первых, она не позволяет отличить обрыв канала связи или прекращение работы $SE1$ от перехода всех контролируемых объектов в состоянии 0, во-вторых, она недостаточно защищена от воздействия помех, что особенно важно при больших расстояниях.

Для уменьшения вероятности искажения информации можно использовать два импульса (элемента) a и b сигнала для передачи информации о каждом объекте и по две сигнальные лампы (HLK и HLG). Состоянию объекта 1 соответствуют нормальная интенсивность элемента a и нулевая интенсивность элемента b . Лампа HLK горит, когда элемент a имеет нормальную интенсивность, а лампа HLG горит, когда элемент b имеет нормальную интенсивность. Тогда состояние 1 будет отображаться горящей HLK и негорящей HLG . Состоянию объекта 0 соответствует нулевая интенсивность элемента a и нормальная интенсивность элемента b . При этом горит HLG и не горит HLK .

Если теперь один из элементов сигнала будет искажен, то это приведет либо к погасанию, либо к загоранию обеих ламп. Но такие комбинации ламп не несут информацию об объекте. Поэтому информация искажена не будет, просто информация о состоянии контролируемого объекта воспроизводиться не будет, а вместо нее будет воспроизводиться сообщение об искажении информации. Если сигнал на входе пропадает, например, из-за обрыва канала связи, то обе сигнальные лампы погаснут и это будет свидетельствовать об обрыве канала связи.

В данном случае каждый объектный сигнал комбинационный. Уменьшение вероятности искажения достигну-

то благодаря тому, что из четырех возможных комбинаций состояний ламп 00 01, 10, 11 используется для передачи информации об объекте только две комбинации 01 и 10. Но при этом увеличивается число элементов сигнала и соответственно замедляется передача информации.

В данном случае искажение информации происходит, если одновременно искажаются оба элемента объектного сигнала. Но такое искажение гораздо менее вероятно, чем искажение одного элемента.

Следует отметить, что в кодо-импульсных телемеханических системах дальнего действия используются временные или частотные элементы кодо-импульсных сигналов как менее чувствительные к помехам в канале связи и к изменению затухания в канале связи. К числу комбинированных УТИ-ТС кодо-импульсной системы с временными элементами сигналов относятся устройства МКТ модификаций А и Б, разработанные заводом «Электропульт», ВНИИЭ и ЦНИИКА. Устройство МКТ модификации А рассчитано для телеизмерения пяти величин или для телесигнализации 35 двухпозиционных объектов, а модификации Б для телеизмерения 10 величин или телесигнализации 70 объектов. При этом каждая телеизмеряемая величина может быть заменена семью двухпозиционными объектами телесигнализации. Например, модификация Б может использоваться для одновременного телеизмерения пяти величин и телесигнализации 35 объектов. Скорость передачи импульсов, образующих кодо-импульсный сигнал, может устанавливаться равной 40, 60 и 80 бод. При этом время передачи всей информации у модификации А составляет от 1,8 до 0,9 с, а у модификации Б — от 3,3 до 1,7 с.

1.4. СИСТЕМЫ ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ

Системы телеотключения (СТО) являются системами телеуправления специального назначения. Они применяются для передачи на большое расстояние управляющих воздействий в системах релейной защиты и противоаварийной автоматики, в основном для передачи команд управления выключателями.

Система телеотключения состоит из устройства телеотключения и канала связи. Устройство телеотключения

(УТО) состоит из передатчика телеотключения ACG и приемника телеотключения ACE .

На рис. 1.13 показано применение СТО в системе релейной защиты и автоматики понизительной подстанции на ответвлении с одним трансформатором T . Подстанция присоединена к линии электропередачи через отделитель QR , который не рассчитан на отключение токов короткого замыкания. Поэтому в случае повреждения трансформатора требуется отключить головной выключатель линии $Q1$, во время бестоковой паузы отключить

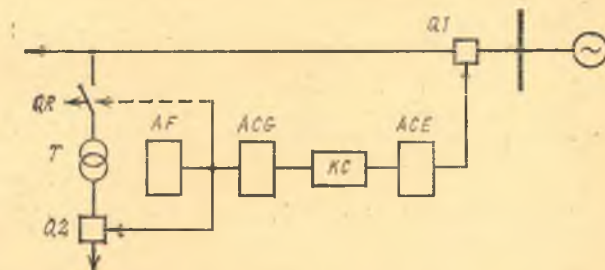


Рис. 1.13. Применение СТО в релейной защите линии с ответвлениями.

QR , а затем повторно включить $Q1$ для того, чтобы восстановить питание других подстанций, которые также питаются от данной линии (на схеме не показаны). Все операции выполняются автоматически. В данном случае СТО используется для передачи команды «отключить» к головному выключателю $Q1$ от релейной защиты AF трансформатора. При этом ACG установлен на подстанции вблизи AF и его вход соединен с выходом AF . На головной подстанции установлен ACE вблизи $Q1$ и его выход соединен с цепями дистанционного отключения $Q1$. Канал связи, проложенный между подстанциями, соединяет выход ACG и вход ACE . В подобных случаях широко применяются высокочастотные каналы связи по линиям электропередачи [5, 8].

В случае повреждения трансформатора T срабатывает его релейная защита и через СТО действует на отключение $Q1$. Одновременно она отключает и выключатель $Q2$ со стороны обмотки низшего напряжения трансформатора. Во время бестоковой паузы автоматически отключается QR , и таким образом поврежденный трансформатор отключается. Далее на головной подстан-

ции срабатывает устройство автоматического повторного включения (АПВ) (см. гл. 4) и повторно включает $Q1$. Применение СТО в подобных случаях позволяет отказаться от установки на подстанциях на ответвлениях дорогостоящих выключателей со стороны линии и не устанавливать на них короткозамкатели.

На рис. 1.14 показан пример применения СТО в системе релейной защиты и автоматики блока генератор — трансформатор — линия без выключателя со стороны

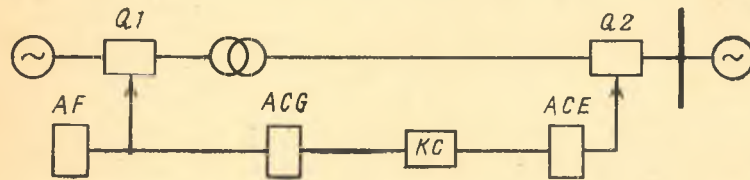


Рис. 1.14. Применение СТО в релейной защите блока генератор — трансформатор — линия.

обмотки высшего напряжения трансформатора. В данном случае релейная защита трансформатора от внутренних повреждений AF действует непосредственно на отключение генераторного выключателя $Q1$, а через

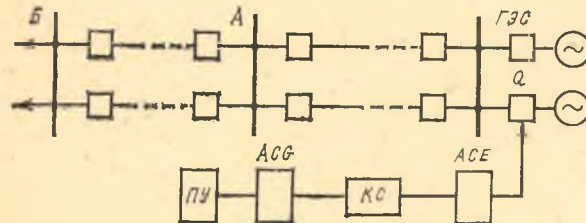


Рис. 1.15. Применение системы телеотключения в противоаварийной автоматике мощной электропередачи.

СТО — на отключение линейного выключателя $Q2$ и одновременно на запрет АПВ, поскольку при повреждении трансформатора АПВ недопустимо.

На рис. 1.15 показан пример применения СТО в системе разгрузки двухцепной электропередачи, связывающей мощную ГЭС с ЭЭС. Предполагается, что нагрузка электропередачи близка к предельной по условиям

устойчивости и в случае отключения одной цепи требуется быстрая разгрузка электропередачи путем снижения мощности ГЭС (см. гл. 11). На случай отключения одной цепи между ГЭС и подстанцией А предусмотрено устройство автоматической разгрузки, установленное на ГЭС. Оно непосредственно действует на разгрузку ГЭС. На случай же отключения одной цепи между подстанциями А и Б предусмотрено пусковое устройство (ПУ) указанной системы автоматической разгрузки. Оно установлено на подстанции Б или А и действует через СТО.

В СТО для передачи команд по каналу связи на небольшие расстояния используются сигналы интенсивности, а для передачи команд на большие расстояния — частотные сигналы. При этом требуется обеспечивать весьма малую вероятность ложного воспроизведения команды на КП под воздействием помехи даже в тех случаях, когда АСГ неисправен и АСЕ находится под воздействием только помехи.

В варианте СТО, удовлетворяющем этим требованиям, команда передается при помощи частотного сигнала с частотой f_0 (частота отключения), а если команда не передается, то частота сигнала равна f_k (контрольная частота). Для образования частотного сигнала служит двухчастотный генератор электрических колебаний, входящий в состав АСГ.

В состав АСЕ входят два реле частоты $KFS1$ и $KFT1$. Реле $KFS1$ срабатывает, если частота приходящего сигнала равна f_k (при этом реле $KFT1$ остается в исходном состоянии). Реле $KFT1$ срабатывает, если частота приходящего сигнала равна f_0 (при этом реле $KFS1$ остается в исходном состоянии). Реле $KFT1$ и $KFS1$ имеют по четыре контакта, соединенных, как показано на схеме рис. 1.16.

В нормальном режиме, когда команда не передается и частота равна f_k , на КП воспроизводится сигнал «готовность», а цепь команды «отключить» разомкнута и контактами $KFT1.2$ и контактами $KFS1.2$. Поэтому, если $KFT1$ даже сработает ложно под воздействием помехи, команда «отключить» воспроизводиться не будет. Если команда «отключить» передается, то $KFS1$ не возбуждено, $KFT1$ возбуждено и команда «отключить» воспроизводится контактами $KFS1.2$ и $KFT1.2$. Если АСГ неисправен или оборван канал связи, то АСЕ находится под воздействием только помехи.

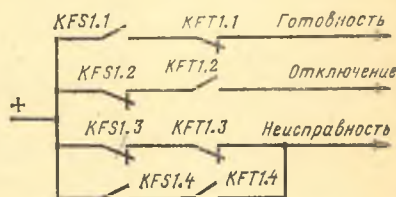


Рис. 1.16. Схема соединения контактов реле $KFT1$ и $KFS1$.

При этом возможны следующие состояния реле; или одно из реле под воздействием помехи не сработало, команда «отключить» не воспроизводится, а воспроизводится сигнал «неисправность» (контактами $KFS1.3$ и $KFT1.3$);

под воздействием помехи сработали оба реле, при этом команда «отключить» тоже не воспроизводится (разомкнуты $KFS1.2$) и тоже воспроизводится сигнал «неисправность» (контактами $KFS1.4$ и $KFT1.4$);

под воздействием помехи сработало только $KFS1$; команда «отключить» не воспроизводится, но вместо сигнала «неисправность» воспроизводится сигнал «готовность», что нежелательно;

под воздействием помехи сработало только реле $KFT1$; при этом и только при этом, воспроизводится ложная команда «отключить».

Таким образом, ложное воспроизведение команды возможно под воздействием одночастотной помехи с частотой f_0 , которое должно быть выбрано так, чтобы обеспечить достаточно малую вероятность появления одночастотной помехи с частотой f_0 и интенсивностью, достаточной для срабатывания реле $KFT1$.

Вероятность же ложного воспроизведения команды под воздействием импульсной или флуктуационной помехи зависит от разницы между f_0 и f_k . Чем меньше эта разница, тем менее вероятно, что под воздействием импульсной или флуктуационной помехи реле $KFT1$ сработает, а $KFS1$ не сработает. Поэтому для уменьшения вероятности ложного воспроизведения команды под воздействием помехи значения f_0 и f_k стараются выбрать как можно ближе одно к другому. Этот способ защиты от помех реализован в УТО системы ВЧТО ВНИИЭ.

В частотных СТО широко используются высокочастотные каналы связи, образуемые на линиях электропередачи (ВЧКС по ЛЭП). При этом частота f_0 выбирается около 100 кГц и выше, а частота f_k отличается от нее не более, чем на 50 Гц (0,05%). При такой малой разнице между частотами весьма мало вероятно, что под воздействием импульсной или флуктуационной помех сработает только одно реле: наиболее вероятно, что или оба реле сработают, или оба не сработают, и команда ложно воспроизводиться не будет.

На рис. 1.17 поясняется принцип организации ВЧКС по линии электропередачи для ВЧТО. Предполагается, что команда «отключить» передается с подстанции А на подстанцию Б. Передатчик и приемник УТО присоединены к проводу одной фазы линии через фильтры присоединения $TZ1$, $TZ2$ и через конденсаторы связи $CU1$, $CU2$. В тот же провод линии со стороны шин подстанций включены высокочастотные заградители $L1$, $C1$ и $L2$, $C2$. Сигнал, вырабатываемый ACG , лежит в высокочастотном диапазоне (100 кГц и выше).

Емкости $CU1$ и $CU2$ невелики — по несколько тысяч пикофард, для тока промышленной частоты сопротив-

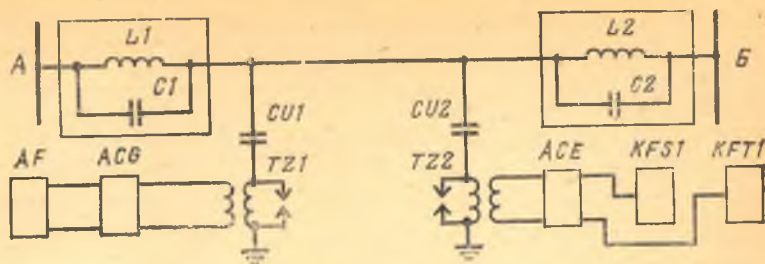


Рис. 1.17. Высокочастотная система телеотключения (ВЧТО).

ление их очень велико (сотни ком), поэтому составляющая тока промышленной частоты в конденсаторах связи и фильтрах присоединения невелика, не выше нескольких ампер. Фильтры присоединения являются высокочастотными трансформаторами. Они плохо трансформируют составляющую тока промышленной частоты, поэтому на выходе *АСГ* и на входе *АСЕ* помехи промышленной частоты невелики.

Вместе с тем фильтры присоединения хорошо трансформируют высокочастотный сигнал *АСГ*, а сопротивление конденсаторов связи для сигнала невелико. Сопротивление всего тракта между выходом *АСГ* и входом *АСЕ* (*ТЗ1*, *СУ1*, *ВЛ*, *СУ2*, *ТЗ2*) для сигнала невелико.

Заградители представляют собой параллельные резонансные контуры, настроенные на частоту сигнала *АСГ*. Для этого сигнала их сопротивления велики, благодаря чему они препятствуют распространению сигнала на шины подстанций. Для тока же промышленной частоты сопротивления заградителей невелики — 1—2 Ом, поэтому они не мешают нормальной работе линии электропередачи.

По рассмотренному принципу на одной линии образуется несколько высокочастотных каналов. Следует отметить, что высокочастотный сигнал распространяется не по проводу линии, а вдоль него. Поэтому при однофазном к. з. на землю обработанной фазы линии затухание канала возрастает, но обычно и в этом случае удается обеспечить достаточную интенсивность сигнала на входе *АСЕ*.

Применяемые в настоящее время УТО обеспечивают передачу команды «отключить» за время около 50 мс (2,5 периода промышленной частоты). В ряде случаев требуется, чтобы время передачи команды не превышало

10—20 мс. Снижение времени передачи команды обеспечивается увеличением частотной ширины канала телеотключения. Но при этом увеличивается мощность помех на входе АСЕ. Если мощность сигнала остается прежней, то снижается соотношение сигнал — помеха на входе приемника. При этом возрастает вероятность ложного срабатывания АСЕ или отказа под влиянием помех, т. е. снижается надежность передачи команды. Чтобы снизить время передачи команды не сопровождалось понижением надежности, необходимо одновременно увеличивать мощность передатчика. При этом предел возможного повышения быстродействия СТО в значительной степени ограничивается допустимой предельной мощностью передатчика телеотключения по условию ограничения помех в других каналах связи.

В настоящее время в ЭЭС широко применяются многообъектные устройства телеотключения. Устройства типа ВЧТО-М [5] рассчитаны на пять различных команд, но одновременно они передаваться не могут, в каждый данный момент может передаваться только любая одна команда.

Управление передатчиком контактное. Если на передающей стороне замыкаются контакты более чем одной команды, то передается только команда, имеющая меньший номер. Общее время передачи одной команды не более 50 мс. Диапазон рабочих частот от 40 до 500 кГц. Мощность на выходе передатчика 10—15 Вт. Чувствительность приемника 20—30 мВ.

Глава вторая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ МАШИН НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

2.1. УСЛОВИЯ ВКЛЮЧЕНИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

При включении синхронных машин на параллельную работу с электрической системой или с другими машинами внезапно возникает ток включения и вызванный им электромагнитный момент на валу, воздействие которых на машину может оказаться недопустимым.

После включения в зависимости от способа его осуществления могут возникнуть качания или кратковременный асинхронный ход. В первом случае необходимо

обеспечить динамическую синхронную и во втором динамическую результирующую устойчивость машины. Поэтому предварительно необходимо определить, а затем обеспечить допустимые условия включения.

При многократно повторяемых включениях, завершающих пуск машин в нормальных условиях, быстрота выполнения соответствующих операций хотя с экономической точки зрения и желательна, но в современных ЭЭС не имеет первостепенного значения. Это позволяет создавать наиболее благоприятные условия включения и ограничивать воздействия на машины значениями, не приводящими к их преждевременному износу.

В сравнительно редких ненормальных режимах, связанных со снижением частоты системы или разделением последней на несинхронно работающие части, как правило, первостепенное значение приобретает быстрота включения, достигаемая ценой увеличения допускаемых воздействий на включаемые машины.

В первом из указанных режимов возникает необходимость автоматического пуска резервных гидроагрегатов, а во втором — автоматического повторного включения отключившихся электрических связей между разделившимися частями системы. Такие повторные включения обычно осуществляются при наличии в момент включения значительных сдвигов фаз (углов включения) и разностей частот эквивалентных генераторов разделившихся частей системы.

Автоматизация включений синхронных машин обеспечивает ограничение воздействий на них допустимыми расчетными значениями, ускоряет соответствующие операции и исключает ошибки человека-оператора в случае их выполнения вручную.

Включение на параллельную работу может осуществляться способами точной синхронизации и самосинхронизации. В первом случае включаемые машины (генератор) нормально возбуждены. Во втором случае они включаются невозбужденными, а затем за счет подаваемого нормального возбуждения втягиваются в синхронизм с электрической системой нарастающим с ростом тока возбуждения синхронным моментом (самосинхронизация). Испытываемые машинами различные по характеру воздействия и критерии их допустимости при включении по способам точной синхронизации и самосинхронизации рассматриваются ниже.

2.2. ДИНАМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И КРИТЕРИИ ИХ ДОПУСТИМОСТИ ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ СИНХРОННЫХ МАШИН С НОРМАЛЬНЫМ ВОЗБУЖДЕНИЕМ

На рис. 2.1, а—в показаны соответственно принципиальная схема, векторная диаграмма и схема замещения для включения турбогенератора ($x''_q \approx x''_d$) с углом

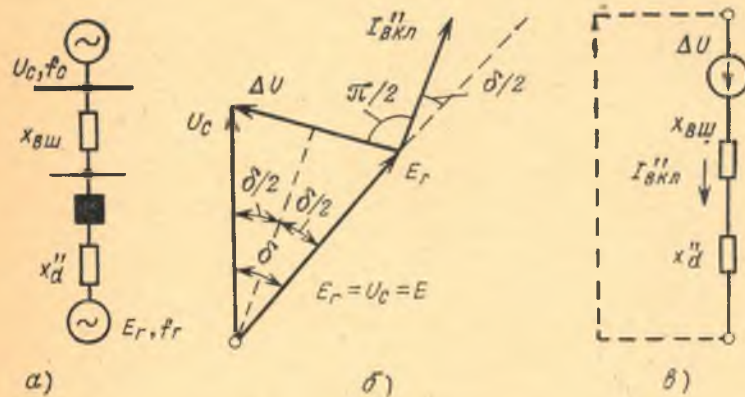


Рис. 2.1. К включению генератора с углом δ . Выключатель в положении «отключено» зачернен.

$\delta = \delta_{\text{вкл}}$ при равенстве ЭДС генератора и напряжения системы $E_r = E''_q = U_c = E$.

В момент включения цепь генератор — система оказывается под напряжением

$$\Delta U = 2E \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2}, \quad (2.1)$$

вызывающим ток включения, начальное значение периодической составляющей которого в относительных единицах

$$I''_{\text{вкл}} = \frac{2E \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2}}{x''_d + x_{\text{вш}}}, \quad (2.2)$$

где x''_d и $x_{\text{вш}}$ — сверхпереходное сопротивление генератора и приведенное к мощности генератора сопротивление системы соответственно; $\delta_{\text{вкл}}$ — электрический угол включения.

Ток включения создает внезапные толчки активной мощности и равного ей (в относительных единицах) электромагнитного момента на валу машины.

Из векторной диаграммы рис. 2.1,б видно, что начальная периодическая составляющая тока включения $I''_{вкл}$ создает внезапный наброс активной мощности и момента на валу генератора, равных в относительных единицах:

$$P_{\sim} = M_{\sim} = EI''_{вкл} \cos \frac{\delta_{вкл}}{2} = \\ = E \frac{2E}{x''_d + x_{вщ}} \sin \frac{\delta_{вкл}}{2} \cos \frac{\delta_{вкл}}{2} = \frac{E^2}{x''_d + x_{вщ}} \sin \delta_{вкл} \quad (2.3)$$

Этот электромагнитный момент $M_{\sim}$, зависящий от угла включения и сопротивления системы, является начальной принужденной составляющей суммарного момента при включении, тормозящей или ускоряющей генератор в зависимости от знака угла включения. Механический эффект равных по значению моментов разного знака одинаков, и в дальнейшем знак угла не рассматривается.

Возникающие в момент включения апериодические свободные токи в фазах обмотки статора (свободные токи контуров ротора, оказывающие меньшее влияние для простоты, не учитываются), равные и противоположные по знаку начальным значениям периодических токов, создают неподвижное в пространстве магнитное поле статора. Взаимодействие с ним магнитного поля вращающегося ротора создает свободную составляющую электромагнитного момента $M_{св}$, меняющуюся по закону косинуса с частотой генератора и затухающую по мере затухания свободных токов. При неучете этого затухания и скольжения, играющего при обычных небольших его значениях незначительную роль, свободный момент в относительных единицах может быть представлен вы-

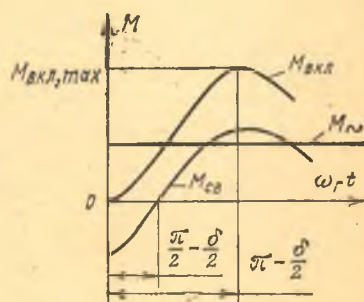


Рис. 2.2. Характеристики электромагнитных моментов на валу синхронной машины при несинфазном включении.

ражением [10, 11]:

$$M_{св} = - \frac{2E^2 \sin \frac{\delta_{вкл}}{2}}{x''_d + x_{вн}} \cos \left(\omega_r t + \frac{\delta_{вкл}}{2} \right). \quad (2.4)$$

Результирующий относительный момент $M_{вкл}$, равный сумме $M_{\sim}$ и $M_{св}$, может быть представлен после преобразований выражением [10, 11]

$$M_{вкл} = \frac{E^2 \sin \delta_{вкл}}{x''_d + x_{вн}} \left(1 - \cos \omega_r t + \operatorname{tg} \frac{\delta_{вкл}}{2} \sin \omega_r t \right). \quad (2.5)$$

Характер моментов $M_{\sim}$, $M_{св}$ и $M_{вкл}$ в функции $\omega_r t$ для первого полупериода частоты генератора после включения показан на рис. 2.2 (незначительное изменение момента $M_{\sim}$ не учтено). Согласно (2.4) максимум $M_{св}$ наступает в момент времени, соответствующий $\omega_r t = \pi - \delta_{вкл}/2$. При этом максимум относительного результирующего момента $M_{вкл}$ после включения с углом $\delta_{вкл}$ равен:

$$M_{вкл, max} = \frac{E^2}{x''_d + x_{вн}} \left(\sin \delta_{вкл} + 2 \sin \frac{\delta_{вкл}}{2} \right). \quad (2.6)$$

Угол включения, при котором результирующий момент имеет наибольшее значение, определяется приравнением нулю производной по углу выражения (2.6):

$$\cos \delta_{вкл} + \cos \frac{\delta_{вкл}}{2} = 0.$$

Это условие удовлетворяется при $\delta_{вкл} = \pm 120^\circ$, что справедливо для турбогенераторов. Для явнополюсных машин аналогичное условие дает $\delta_{вкл} = \pm 135^\circ$.

Допустимость включения с данным углом при данном суммарном сопротивлении $x''_d + x_{вн}$ проверяется сопоставлением возникающих значений тока и электромагнитного момента с максимальными значениями тока $I''_к$ и электромагнитного момента $M_к$ при трехфазном к. з. на выводах генератора с ЭДС, равной $1,05E_{ном}$, являющихся предельными по прочности генератора.

Допускаемые воздействия должны быть с некоторым запасом меньшими предельных. Для частых нормальных включений принимается больший запас, для редких аварийных — меньший.

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к. з. на выводах генератора

$$I''_K = \frac{1,05 E_{ном}}{x''_d} \quad (2.7)$$

Электромагнитный момент при к. з. M_K является свободным знакопеременным, обусловленным аperiodическими составляющими тока к. з., и имеет максимум $M_{K, max}$ в первом полупериоде после возникновения к. з., когда $\omega_r t = \pi/2$:

$$M_K = M_{K, max} \sin \omega_r t = \frac{(1,05 E_{ном})^2}{x''_d} \sin \omega_r t \quad (2.8)$$

Соответственно максимально допустимые значения:

$$M_{max, д} = \frac{M_{K, max}}{k_M} = \frac{1,05^2}{x''_d k_M} \quad (2.9)$$

$$I''_{max, з} = \frac{I''_K}{k_I} \quad (2.10)$$

где k_M, k_I — коэффициенты запаса, большие единицы, по моменту и току включения соответственно.

При принятом значении k_M всегда оказывается, что $k_I > k_M$ и определяющим является воздействие момента.

Так, если, например, $\delta_{вкл} = 120^\circ$, $E = 1,05$ и $k_M = 1$, то из (2.6) и (2.9) получается соответствующее значение суммарного сопротивления $x''_d + x_{вн} = 2,6x''_d$. Для тех же условий включения и $k_I = 1$ приравнивание (2.2) к (2.7) дает $x''_d + x_{вн} = 1,73x''_d$.

Следовательно, при суммарном сопротивлении $2,6x''_d$ значение $k_I > 1$.

Из всего сказанного вытекает, что максимальный допустимый угол включения $\delta_{max, д}$ есть однозначная функция

$$\delta_{max, д} = f(x''_d, x''_d + x_{вн}, k_M),$$

где x''_d, k_M — заданные параметры; $x''_d + x_{вн}$ — независимая переменная, определяемая из схемы замещения.

Это позволяет находить значение $\delta_{max, д}$ по заранее рассчитанным графикам без вычисления электромагнитных моментов. В разработанной ВНИИЭ методике, используемой для включений с большими углами, значение $x''_d + x_{вн}$ учитывается через легко определяемое из

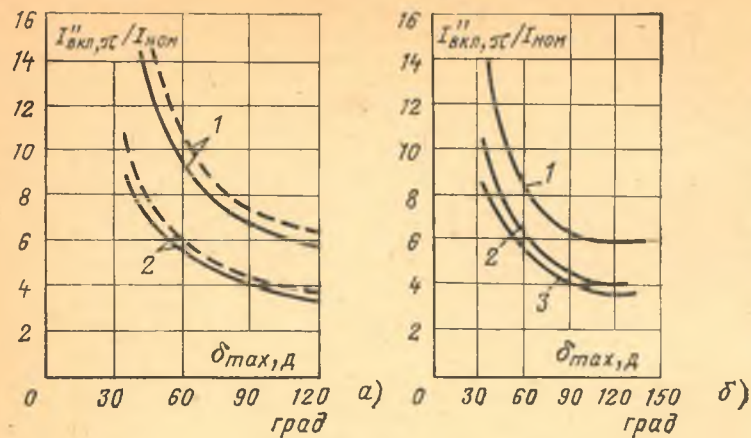


Рис. 2.3. Допустимый угол включения в функции тока включения с углом π , $E_r = U_c = 1,05$.

а — турбогенераторы; 1 — $x''_d = 0,125$, $x''_q = 0,1$; 2 — $x''_d = 0,21$, $x''_q = 0,283$; — — — — — электромагнитный момент на валу равен моменту при к. з.; — — — — — то же, взятое с запасом; б — гидрогенераторы; 1 — $x''_d = 0,14$, $x''_q = 0,5$; 2 — $x''_d = 0,2$, $x''_q = 0,21$; 3 — $x''_d = x''_q = 0,22$.

схемы замещения значение тока включения с углом π :

$$I''_{\pi} = \frac{2,1 E_{\text{ном}}}{x''_d + x_{\text{вн}}} \quad (2.11)$$

Тогда соответственно (2.6), (2.9) и (2.11) условие для определения значения $\delta_{\text{max, Д}}$ принимает вид:

$$I''_{\pi} \left(\sin \delta_{\text{max, Д}} + 2 \sin \frac{\delta_{\text{max, Д}}}{2} \right) = \frac{2,1}{x''_d k_M} \quad (2.12)$$

Приведенное выражение позволяет найти значение $\delta_{\text{max, Д}}$ по вычисленному току I''_{π} . На рис. 2.3 показаны соответствующие графики для некоторых генераторов. Расчет, учитывающий конкретное значение x''_d , наиболее точен, но неудобен тем, что для каждого x''_d требуется построение своей кривой. Это неудобство устраняют показанные на рис. 2.4 графики, пригодные для любых машин с точностью до 2—5% в сторону запаса [10, 17] и обоснованные следующим. Если $\delta_{\text{вкл}}$ не ограничивается, то необходимо принять худший случай $\delta_{\text{max, Д}} = 120^\circ$ и подставить это значение в (2.12). Тогда допустимый ток включения с углом π равен:

$$I''_{\pi \text{ max, Д}} = \frac{1}{x''_d k_M} \quad (2.13)$$

По условию (2.13) нормированы допустимые кратности $I''_{\pi, \max, д}$ для аварийных включений разных машин с произвольным углом (см. гл. 4 — несинхронное АПВ). Если углы включения ограничиваются и $\delta_{\max, д} < 120^\circ$, то допустимое значение тока включения с углом π может быть увеличено против нормированного по выражению (2.13) путем умножения последнего на коэффициент k_δ (рис. 2.4), зависящий от принятого значения $\delta_{\max, д}$. Если, наоборот, требуется найти значение $\delta_{\max, д}$, то определяется коэффициент k_δ , равный кратности найденного по схеме замещения тока относительно нормированного. Затем из графика находится угол $\delta_{\max, д}$.

Все предыдущие рассуждения предполагали наличие равенства напряжений. В случае их неравенства возникают дополнительные воздействия, вызванные током $I''_{\text{вкл, доб}}$, обусловленным этим неравенством (рис. 2.5), влияние неравенства тем меньше, чем больше сопротивление схемы замещения. Кроме того, не учитывалось затухание свободных токов, идущее в запас.

Из всего сказанного выше следует, что при синхронизации возбужденных машин расчет допустимых условий в конечном итоге сводится к определению допустимого угла включения $\delta_{\max, д}$.

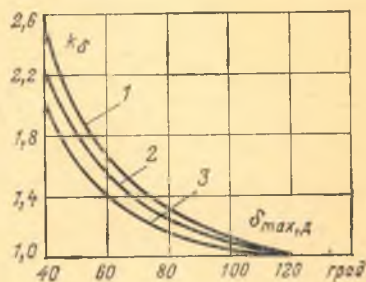


Рис. 2.4. Зависимости $k_\delta = f(\delta_{\max, д})$.

1 — турбогенераторы с косвенным охлаждением; 2 — то же с непосредственным охлаждением; 3 — все гидрогенераторы.

2.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ПО СПОСОБУ ТОЧНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ

Точная синхронизация и устройства ее автоматизации

Как показывает само ее название, точная синхронизация предполагает включение генератора в условиях, близких к идеальным, при которых в момент замыкания выключателя амплитуды, частоты и фазы напряжений генератора и электрической системы одинаковы. При син-

хронизации вручную используется синхроскоп, стрелка которого вращается с разностью угловых частот генератора и электрической системы $\omega_s = \omega_r - \omega_c$, именуемой далее угловой частотой скольжения, и образует с вертикалью угол, равный электрическому углу δ между векторами синхронизируемых напряжений. Таким образом, синхроскоп отображает векторную диаграмму, соответствующую вращению с угловой частотой скольжения ω_s вектора напряжения генератора относительно вектора напряжения системы, принятого за неподвижный (рис. 2.6). Задачей оператора является: уравнять напряжение генератора (равное при холостом ходе его ЭДС) и системы, подвести частоту генератора возможно ближе

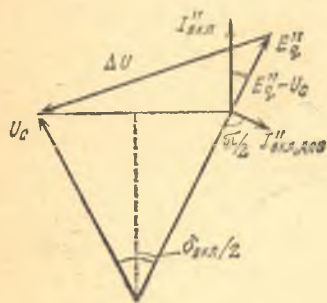


Рис. 2.5. Добавочный ток включения при неравенстве напряжений ЭЭС и ЭДС генератора.

к частоте системы, руководствуясь показаниями синхроскопа и воздействуя на уставку регулятора частоты вращения турбины; оценивая скорость движения стрелки синхроскопа и ее угол δ с вертикалью, так выбрать момент подачи команды на включение выключателя, чтобы замыкание последнего произошло по возможности при синфазности напряжений («оптимум») и угол включения (угловая ошибка синхронизации $\delta_{оп}$) был минимален. Для этого с учетом времени включения выключателя команда должна быть подана, когда вектор E_r , сближаясь с вектором U_c , еще сдвинут на определенный угол $\delta = \delta_{оп}$, называемый углом опережения, и существует разность частот, без которой в реальных условиях обойтись нельзя. После подачи команды вектор E_r поворачивается на угол $\delta_p = \omega_s t_v$, где t_v — время включения

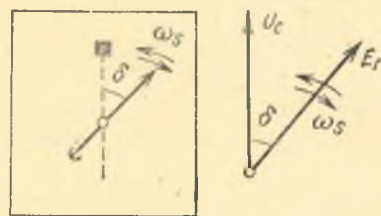


Рис. 2.6. Синхроскоп и отображаемая им векторная диаграмма.

выключателя. Включение без угловой ошибки, очевидно, возможно только при наличии равенства $\delta_p = \delta_{оп}$. В противном случае возникает угловая ошибка $\delta_{ош} = \delta_p - \delta_{оп}$. Чем больше скольжение, тем труднее оператору правильно выбрать угол опережения. Отсюда естественное желание оператора сделать значение угловой частоты скольжения ω_s возможно меньшим, что хотя и приближает условия включения к идеальным, но требует много времени и затягивает процесс синхронизации (так, например, при частоте скольжения 0,05 Гц, т. е. скольжении 0,1 %, стрелка синхроноскопа совершает полный оборот за 20 с). Вместе с тем при синхронизации отдельного генератора внешнее сопротивление, приведенное к мощности генератора, мало и включение даже с относительно небольшим углом вызывает значительный толчок тока и электромагнитного момента на валу с качаниями генератора после включения. Сказанное предопределило внедрение точной автоматической синхронизации (ТАС), при которой уравнивание частот, выбор угла опережения и подача команды на включение возлагаются на автоматический синхронизатор. Поддержание значения напряжения генератора близким к значению напряжения системы осуществляется автоматическим регулятором возбуждения генератора. Использование ТАС позволяет, с одной стороны, ограничивать угол включения заранее рассчитанным допустимым значением, а с другой — осуществлять включение с большим скольжением, чем это допускает оператор, и тем самым ускорить синхронизацию. В настоящее время ТАС является нормальным способом включения генераторов на всех электростанциях.

Исторически автоматические синхронизаторы были одним из первых видов системной автоматики и с течением времени совершенствовались. Качество синхронизатора определяется в первую очередь его надежностью, исключающей возможность опасных неправильных срабатываний при повреждениях или переходных процессах в его схеме, точностью выбора угла опережения, в том числе и при некотором допускаемом неравенстве синхронизируемых напряжений (не опасном для генератора), отсутствием отказов в действии при указанном неравенстве напряжений и, наконец, шириной рабочей зоны скольжений, в которой отсутствует дополнительная погрешность в выборе угла опережения.

Первыми, наименее совершенными были синхронизаторы с постоянным углом опережения (СПУО), выбиравшие один и тот же $\delta_{оп}$ при любом значении угловой частоты скольжения ω_s . В этом случае угловая ошибка синхронизации зависит от значения ω_s и равна (в пренебрежении погрешностью синхронизатора и разбросом времени включения выключателя):

$$\delta_{ош} = \delta_p - \delta_{оп} = \omega_s t_v - \delta_{оп}. \quad (2.14)$$

Угловая ошибка отсутствует только при скольжении «точного включения»

$$\omega_{s, т. в.} = \frac{\delta_{оп}}{t_v}. \quad (2.15)$$

Если $\omega_s \rightarrow 0$, то угловая ошибка стремится к максимуму, равному $-\delta_{оп}$. Поскольку такая ошибка присуща СПУО органически, значение $\delta_{оп}$ необходимо выбирать равным принимаемому максимально допустимому углу включения $\delta_{оц} = \delta_{max, д.}$. При $\omega_s = 2\omega_{s, т. в.}$ угловая ошибка равна $+\delta_{оп}$. Таким образом, рабочая зона скольжений для СПУО равна:

$$0 \leq \omega_s \leq \omega_{s, max, д.} = 2\omega_{s, т. в.}, \quad (2.16)$$

где $\omega_{s, max, д.}$ — максимально допустимая угловая частота скольжения.

При $\omega_s > \omega_{s, max, д.}$ действие СПУО запрещается.

График угловых ошибок СПУО показан на рис. 2.7. Там же дан график времени опережения $t_{оп}$, необходимого для поворота вектора E_r на угол $\delta_{оп}$:

$$t_{оп} = \frac{\delta_{оп}}{\omega_s}. \quad (2.17)$$

Из (2.15) и (2.16) следует, что при $\omega_s = \omega_{s, т. в.}$ время опережения равно как раз времени включения выключателя.

В настоящее время СПУО для синхронизации генераторов уже не применяются, но их элементы использу-

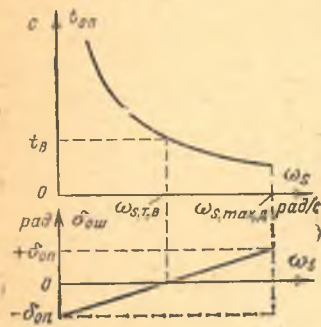


Рис. 2.7. Время опережения и угловая ошибка при синхронизации с постоянным углом опережения.

ются в устройствах трехфазного АПВ линий с двусторонним питанием (см. гл. 4).

Используемые в настоящее время более совершенные синхронизаторы с постоянным временем опережения (СПВО) выбирают угол опережения, пропорциональный угловой частоте скольжения: $\delta_{оп} = t_{оп}\omega_s$. В этом случае из (2.14) следует:

$$\delta_{ош} = \omega_s t_b - \omega_s t_{оп}, \quad (2.18)$$

и если выбрать время опережения $t_{оп}$ равным t_b , то угловая ошибка теоретически равна нулю при любом значении ω_s . В действительности существуют погрешность синхронизатора в выборе угла (а значит, и време-

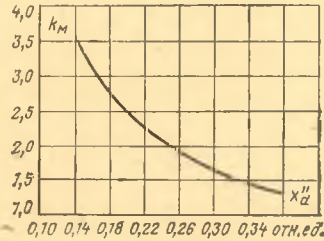


Рис. 2.8. Коэффициент запаса по электромагнитному моменту при точной синхронизации с током включения $I''_{*вкл, max, д} = 1$.

ни) опережения $\Delta\delta_{оп} = \Delta t_{оп}\omega_s$ и разброс времени включения выключателя Δt_b . При этом время выключателя равно $t_b \pm \Delta t_b$, а время опережения равно $t_{оп} \pm \Delta t_{оп} = t_b \pm \Delta t_{оп}$, где $t_{оп} = t_b$ и t_b — расчетные значения этих величин без учета погрешности и разброса. В худшем случае совпадения знаков Δt_b и $\Delta t_{оп}$ из (2.18) следует:

$$\delta_{ош} = \pm \omega_s (\Delta t_b + \Delta t_{оп}). \quad (2.19)$$

Максимально допустимое значение $\omega_{s, max, д}$ при СПВО получается из (2.19) после подстановки $\delta_{ош} = \delta_{max, д}$:

$$\omega_{s, max, д} = \left| \frac{\delta_{max, д}}{\Delta t_b + \Delta t_{оп}} \right|. \quad (2.20)$$

В то же время для СПУО из приведенных выше соотношений следует:

$$\omega_{s, max, д} = 2 \frac{\delta_{оп}}{t_p} = \frac{\delta_{max, д}}{0,5 t_p}.$$

Поскольку, как правило, $\Delta t_{\text{в}} + \Delta t_{\text{оп}} < 0,5t_{\text{в}}$, СПВО допускает включение с большими значениями ω_s , чем СПУО, то в этом и состоит его преимущество. Выбираемый СПВО угол опережения при $\omega_s = \omega_{s, \text{max}, \text{д}}$ имеет максимально допустимое значение $\delta_{\text{оп}, \text{max}, \text{д}} = \omega_{s, \text{max}, \text{д}} t_{\text{в}}$, и если оно превзойдено, то действие синхронизатора запрещается.

Выше всюду предполагалось, что значение ω_s в течение времени опережения остается постоянным. В действительности, при подгонке частоты генератора возникают некоторые ускорения синхронизируемого агрегата, что вносит соответствующую погрешность.

Расчет точной автоматической синхронизации

Расчет ТАС, необходимый для выбора параметров настройки синхронизатора, сводится к определению значений максимально допустимых угловой ошибки (угла включения) $\delta_{\text{max}, \text{д}}$ и угловой частоты скольжения $\omega_{s, \text{max}, \text{д}}$. Из (2.2) для предельных условий $I''_{\text{вкл}} = I''_{\text{вкл}, \text{max}, \text{д}}$ и $\delta_{\text{вкл}} = \delta_{\text{max}, \text{д}}$, при $E=1$ и замене синуса заведомо небольшого угла $\delta_{\text{max}, \text{д}}/2$ аргументом следует:

$$\delta_{\text{max}, \text{д}} \approx I''_{\text{вкл}, \text{max}, \text{д}} (x''_{\text{д}} + x_{\text{вш}}). \quad (2.21)$$

Соответствующий коэффициент запаса по электромагнитному моменту на валу определяется сопоставлением (2.6), (2.9) и (2.21). При $E=1,05$ и замене синусов их аргументами это дает:

$$k_M \approx \frac{0,5}{x''_{\text{д}} I''_{\text{вкл}, \text{max}, \text{д}}} \cdot \quad (2.22)$$

До последнего времени на запас по электромагнитному моменту при ТАС не обращалось внимания и в литературе просто рекомендовалось принимать $I''_{\text{вкл}, \text{max}, \text{д}} = 1$, что представлялось безопасным для генератора и не создающим перегрузки контактов выключателя. Вместе с тем расчетные значения $\omega_{s, \text{max}, \text{д}}$ при этом оказывались приемлемыми. График k_M для этого условия показан на рис. 2.8, из которого видно, что для мощных генераторов с большим реактивным сопротивлением значение k_M резко уменьшается. Хотя норма для k_M при ТАС отсутствует, можно утверждать, что для нормальных включений значение k_M должно быть существенно большим значения $k_M \approx 1,25$, нормированного для редких аварийных включений генераторов, происходящих в процессе автоматического повторного включения линии с двусторонним питанием (см. гл. 4). Если ориентироваться на минимальный коэффициент $k_M \approx 2$, то для генераторов средней мощности критерий $I''_{\text{вкл}, \text{max}, \text{д}} = 1$ вполне подходит, но для генераторов большой мощности с $x''_{\text{д}} > 0,25$ допускаемый ток включения следует соответственно снижать.

После выбора допустимого угла включения $\delta_{\text{max}, \text{д}}$ (угловой ошибки синхронизации) значение $\omega_{s, \text{max}, \text{д}}$ определяется из (2.20) для СПВО и (2.16) для СПУО.

В момент включения генератор в относительном движении обладает кинетической энергией $J\omega_s^2/2$, расходуемой затем на потери в процессе его качаний после включения. Максимальный угол вылета ротора определяется по известному правилу площадей.

Поскольку $\delta_{\max,д}$ и $\omega_{s,\max,д}$ невелики, а площадка торможения максимальна (механический момент на холостом ходу агрегата практически нулевой), проверки синхронной устойчивости после включения одиночного генератора обычно не требуется. Исключениями могут оказаться включение через очень большое сопротивление $X_{вп}$ и выключение нагруженных генераторов при малом запасе статической устойчивости [27].

Принципы построения устройств точной автоматической синхронизации

Устройство ТАС состоит из двух частей: собственно синхронизатора, осуществляющего включение генератора, и уравнивателя частот (УЧ), действующего на снижение угловой частоты скольжения для введения ее в рабочую зону $\omega_s < \omega_{s,\max,д}$. Основными функциональными элементами синхронизатора являются элементы: измерения угла δ и его производной ω_s , выбора угла опережения, измерения разности амплитуд напряжений, а также логическая схема, осуществляющая контроль заданных условий синхронизации и запрещающая включение при невыполнении этих условий. Кроме того, логическая схема призвана запрещать неправильное срабатывание синхронизатора в случае повреждения его элементов и при переходных процессах в последних, могущих возникнуть вследствие, например, одновременной подачи напряжений на вход синхронизатора и т. п. Насколько полно логическая схема отвечает всем требованиям к ней, зависит от степени ее совершенства. В зависимости от конструкции синхронизатора, особенно при выполнении его бесконтактным, вышеперечисленная четкая градация элементов по выполняемым функциям может нарушаться.

Уравнитель частот содержит элемент, выявляющий знак угловой частоты скольжения (для собственно синхронизатора выявление этого знака не требуется) и действующий на изменение уставки автоматического регулятора частоты вращения турбины короткими импульсами один раз за период скольжения. В новые регуляторы гидротурбин введен элемент подгонки частоты вращения агрегата к частоте системы и в этом случае отдельный УЧ не требуется.

Нормальное напряжение синхронизируемого генератора поддерживается включенным автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). При этом автоматическая подгонка к напряжению системы уставки АРВ пропорционального действия не предусматривается, а комплект регулятора возбуждения сильного действия (см. гл. 7) содержит устройство автоматической подгонки его уставки (ПУН) к напряжению системы, блокирующее синхронизатор до тех пор пока разность напряжений уставки и системы не будет снижена до 0,5—1%.

Для получения информации о значениях угла и его производной в СПУО и ранее выпускавшихся СПВО типа АСТ-4 (и временно выпускаемой более поздней мо-

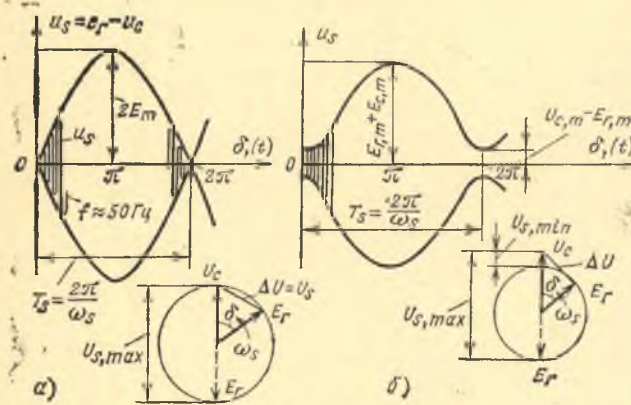


Рис. 2.9. Напряжение биений и его огибающая ($\omega_s = \text{const}$).

а — при $U_c = E_r = E$; б — при $U_c \neq E_r$.

дификации УБАС, аналогичной по показателям синхронизатору АСТ-4) используется огибающая напряжения биений, образуемого разностью мгновенных значений синхронизируемых напряжений. При равенстве амплитуд этих напряжений $U_c = E_r = E$ выражение для напряжения биений имеет вид:

$$u_s = \left(2E \sin \frac{\omega_s t}{2} \right) \cos \frac{\omega_r + \omega_c}{2} t, \quad (2.23)$$

где выражение в скобках описывает огибающую биений, которая в дальнейшем будет называться напряжением биений U_s . При небольшой разности частот напряжений

генератора и системы частота колебаний внутри огибающей близка к номинальной и $(\omega_r + \omega_c)/2 \approx \omega_{ном}$. Поскольку $\omega_s t = \delta$, выражение, описывающее огибающую, совпадает с (2.1). Характер осциллограмм напряжения биений при $\omega_s = \text{const}$ показан на рис. 2.9.

Рабочей областью действий синхронизаторов является нисходящая часть огибающей. Восходящая часть — нерабочая, и в этой области действия синхронизаторов запрещаются их логической схемой.

В ограниченной области углов (до $60-70^\circ$) прилегающий к точке $U_s = 0$ участок огибающей при $\omega_s = \text{const}$ и $E_r = U_c$ почти линеен (рис. 2.9, а) и производная $dU_s/dt \approx E\omega_s$. Для получения приблизительно постоянно-

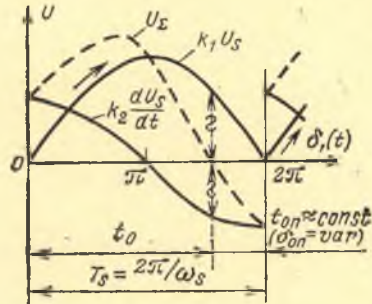


Рис. 2.10. Способ получения постоянного времени опережения с использованием напряжения биений.

го времени опережения в указанной области углов напряжение U_s выпрямляется, сглаживается и из него формируются напряжения $k_1 U_s$ и $k_2 dU_s/dt$. Эти напряжения суммируются и фиксируется момент времени t_0 , в который их сумма проходит через нуль (рис. 2.10),

$$U_s = k_1 2E \sin \frac{\omega_s t_0}{2} + k_2 E \omega_s \cos \frac{\omega_s t_0}{2} = 0.$$

Согласно обозначениям на рис. 2.10 $t_0 = T_s - t_{оп}$, где T_s — период скольжения и $t_{оп}$ — время опережения. После замены t_0 его значением и с учетом того, что $\omega_s T_s = 2\pi$, получается:

$$-k_1 2 \operatorname{tg} \frac{\omega_s t_{оп}}{2} + k_2 \omega_s = 0,$$

откуда с заменой тангенса его аргументом

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

Искажение формы огибающей при неравенстве синхронизируемых напряжений (рис. 2.9,б) вызывает такие погрешности во времени опережения, что уже при неравенстве 12—15% действие синхронизатора предпочитают автоматически запрещать. Кроме того, даже при меньшем неравенстве в области наиболее благоприятных для синхронизации малых скольжений кривые $k_1 U_s$ и $k_2 dU_s/dt$ растягиваются во времени, становясь более

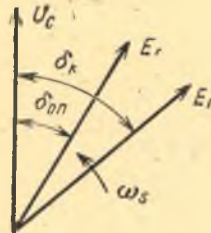


Рис. 2.11. К принципу осуществления запрета действия синхронизаторов при $\omega_s > \omega_{s, \text{max, д}}$.

плоскими, а их сумма, особенно при малом времени выключателя, не проходит через нуль. В результате синхронизатор дает отказ. Небольшой предельно допустимый угол опережения — другой недостаток, могущий ограничивать допустимое значение $\omega_{s, \text{max, д}} = \delta_{\text{оп, max, д}} / t_v$, особенно если время выключателя сравнительно велико.

Перечисленные недостатки приводят к тому, что многолетнее использование для СПВО напряжений биений в настоящее время морально устарело. Поэтому начат выпуск (разработанного МЭИ) усовершенствованного синхронизатора типа СА-1 (см. ниже), свободного от указанных недостатков.

Для автоматического запрета действия синхронизаторов при $\omega_s > \omega_{s, \text{max, д}}$ предусматривается контролирующий элемент (электромеханический или полупроводниковый), настроенный на срабатывание при снижении угла δ до заданного угла контроля δ_k (рис. 2.11). В СПВО значение этого угла принимается равным $\delta_k = \omega_{s, \text{max, д}} t_v$. Если элемент, выбирающий угол опережения, сработает ранее

контролирующего элемента, т. е. при угле $\delta_{оп} > \delta_k$, то это означает, что $\omega_s > \omega_{s, max, д}$, и включение запрещается. В СПУО выбирается $\delta_k > \delta_{оп}$ и контролирующий элемент запускает реле времени с уставкой $t_k = (\delta_k - \delta_{оп}) / \omega_{s, max, д}$. Время поворота вектора E_r на угол $\delta_k - \delta_{оп}$ равно $t_\delta = (\delta_k - \delta_{оп}) / \omega_s$. Если $t_\delta > t_k$, то реле времени успевает сработать ранее срабатывания элемента, выбирающего угол опережения. Это означает, что $\omega_s < \omega_{s, max, д}$, и включение разрешается. В противном случае действие синхронизатора блокируется.

Принцип построения функциональной схемы СПВО с использованием напряжения биений показан на рис. 2.12. Схему синхронизатора АСТ-4 (снятого с произ-

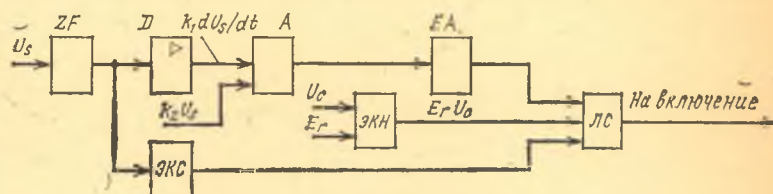


Рис. 2.12. Функциональная структурная схема СПВО.

ZF — выпрямитель и сглаживающий фильтр; D — дифференциатор; A — сумматор; EA — нуль-индикатор; ЭКС — элемент контроля скольжения; ЭКН — элемент контроля разности напряжений; ЛС — логическая схема.

водства, но находящегося в эксплуатации) и описание синхронизатора УБАС, сходного по показателям с синхронизатором АСТ-4, см. в [15, 35].

Использование напряжения биений для построения менее точных и конструктивно более простых СПУО, собираемых на типовых электромеханических реле, не вызывает таких недостатков, какие были указаны выше для СПВО, и остается оправданным.

На рис. 2.13 в качестве примера показана схема простейшего СПУО, собираемого на типовых электромеханических реле и используемого в некоторых случаях в устройствах трехфазного автоматического повторного включения линий с двусторонним питанием (см. гл. 4). Реле напряжения KV2 (типа РН-54) с уставкой на возврат при напряжении $U_{s,2} = 2E \sin \frac{\delta_{оп}}{2}$ фиксирует заданный угол опережения $\delta_{оп}$. Аналогичное реле KV1, воз-

вращающееся при напряжении $U_{s,1} = 2E \sin \frac{\delta_k}{2}$, образует

вместе с термически стойким реле времени КТ (типа ЭВ-100) элемент, контролирующий скольжение, как было объяснено выше. Промежуточные реле $KL1$ и $KL2$ (типа РП-23) образуют логическую схему. Если $\omega_s < \omega_{s,max,д}$, то замедленный контакт KT с выдержкой времени замыкается ранее возврата реле $KV2$ и реле $KL2$ становится на самоудерживание и подготавливает

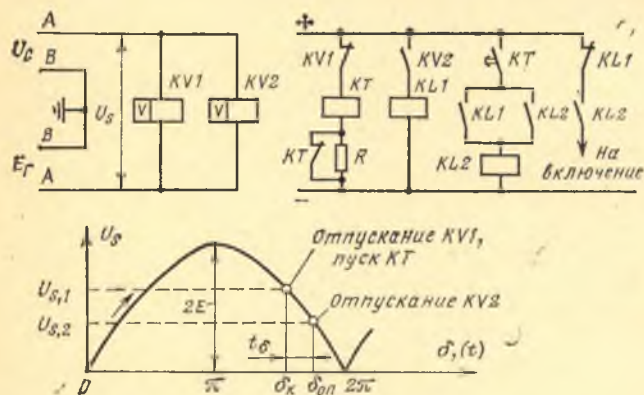


Рис. 2.13. Синхронизатор с постоянным углом опережения.

$$t_{\delta} = (\delta_k - \delta_{оп}) / \omega_s.$$

цепь включения замыканием своего контакта в этой цепи. В момент возврата реле $KV2$ при угле $\delta_{оп}$ выходная цепь замыкается размыкающим контактом реле $KL1$. Для того чтобы синхронизатор мог сработать, реле $KV2$ должно обязательно сначала подействовать (в начальной части периода скольжения) и только затем вернуться. Этим предотвращается возможность опасного неправильного включения с большим $\delta_{оп}$ в случае обрыва цепи обмотки реле $KV2$ или сваривания его контакта. При аналогичных повреждениях реле $KV1$ теряется контроль скольжения, что все же менее опасно. На восходящей части огибающей биений в выходной цепи всегда разомкнут один из контактов, в чем нетрудно убедиться. Если $\omega_s > \omega_{s,max,д}$, то замыкающийся с выдержкой времени контакт KT в момент возврата реле $KV2$ еще разомкнут, реле $KL2$ подействовать не может и цепь включения

остаётся разомкнутой. При разности входных напряжений, большей, чем $2E \sin \frac{\delta_{оп}}{2}$, реле $KV2$ не возвращается, синхронизатор отказывает в действии. Меньше неравенство приводит только к погрешности в $\delta_{оп}$ и $\omega_{s,max,л}$.

Принцип построения уравнивателя частот, входящего в комплекты АСТ-4 и УБАС, поясняется рис. 2.14. Знак

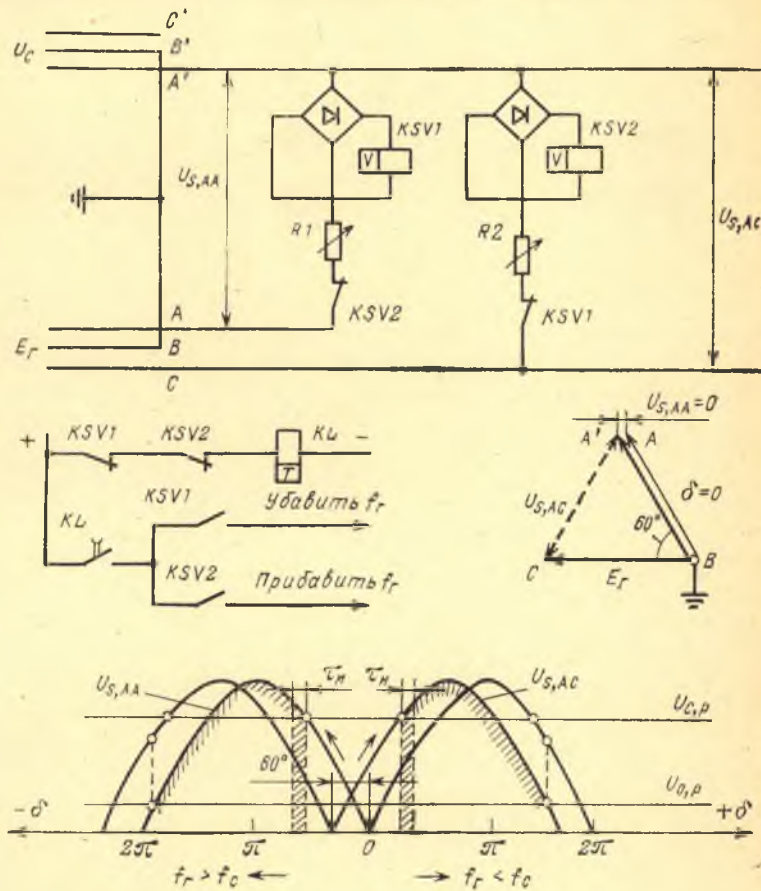


Рис. 2.14. Принцип построения уравнивателя частот на напряжениях биений.

ω_s выявляется посредством использования второго напряжения биений $U_{s,AC}$, сдвинутого на 60° относительно основного $U_{s,AA}$.

Работающие как реле напряжения быстродействующие промежуточные реле постоянного тока $KSV1$ и $KSV2$, имеющие низкое напряжение возврата, действуют при срабатывании на изменение уставки регулятора частоты вращения в сторону повышения или соответственно уменьшения частоты генератора f_r . Напряжения срабатывания реле $U_{с,р}$ одинаковы. В зависимости от знака разности частот первым срабатывает одно из реле и блокирует другое до своего возврата. Благодаря низкому напряжению возврата реле $U_{в,р}$ деблокировка недействующего реле наступает, когда напряжение на нем уже меньше значения $U_{с,р}$ (устанавливаемого с помощью резисторов R).

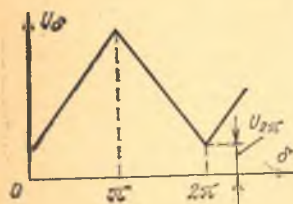


Рис. 2.15. Преобразование угла δ в синхронизаторе СА-1.

Поскольку отрезок времени между срабатыванием и возвратом реле слишком велик, регулирующее воздействие снимается через время τ_n , составляющее десятые доли секунды. За период скольжения следует один регулирующий импульс длительностью τ_n . Наиболее существенный недостаток этого УЧ в том, что он стремится свести скольжение к нулю, в окрестности которого СПВО перестает действовать. Другой недостаток — отказ в действии, если $E_r - U_c > U_{в,р}$ (сработавшее реле напряжения в дальнейшем не возвращается и схема УЧ заблокирована). Для вступления УЧ в действие необходимо, чтобы скольжение предварительно было уже настолько снижено, что время изменения U_s от значения $U_{в,р}$ в конце периода биений до того же значения в следующем периоде становится больше времени отпущения реле в этих условиях. Обычно для этого скольжения не должно превосходить 3,5—5% в зависимости от быстродействия реле напряжения.

В начатом выпускаться по разработке МЭИ бесконтактном синхронизаторе типа СА-1 [12, 13] напряжение биений не используется. Измерение угла δ производится двухтактным транзисторным фазометром, состоящим из фазочувствительной схемы и активного фильтра нижних частот. Выходное напряжение фазометра (функционального преобразователя) U_δ линейно зависит от угла δ и не зависит от изменения амплитуд синхронизаторов напряжения в широких пределах (рис. 2.15).

Высокая линейность преобразования обеспечивает возможный угол опережения (в динамике) до 120° , а также позволяет с достаточной степенью точности дифференцировать напряжение U_δ дважды для учета ускорения агрегата $d\omega_s/dt$.

Если принять, что за время включения выключателя сохраняется постоянство не угловой частоты скольжения (как это предполагается в ранее рассмотренных синхронизаторах), а углового ускорения (что ближе к действительности), то выбор угла опережения и срабатывание синхронизатора происходят в момент, когда удовлетворяется равенство

$$\delta + \delta_{оп} = \delta + \frac{d\delta}{dt} t_n + \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{t_n^2}{2} = 2\pi,$$

где t_n — время опережения, равное времени включения выключателя.

В силу линейной зависимости между U_δ и δ условие срабатывания синхронизатора принимает вид:

$$U_\delta + \frac{dU_\delta}{dt} t_n + \frac{d^2U_\delta}{dt^2} \frac{t_n^2}{2} = U_{2\pi},$$

где $U_{2\pi}$ — значение U_δ при угле 2π .

С учетом ускорения $a_s = d\omega_s/dt$ угловая частота скольжения в момент замыкания контактов выключателя $\omega_{s,в}$ равна:

$$\omega_{s,в} = \omega_{s,с} + a_s t_n,$$

где $\omega_{s,с}$ — угловая частота скольжения в момент срабатывания синхронизатора.

Соответственно угол опережения

$$\delta_{оп} = \omega_{s,с} t_n + a_s \frac{t_n^2}{2}.$$

В синхронизаторе СА-1 контролируется максимально допустимое скольжение $\omega_{s,мах,д}$ в момент замыкания контактов выключателя. Расчетное значение этого скольжения определяется, как было показано для СПВО, не учитывая ускорения. Для запрета действия при $\omega_{s,в} > \omega_{s,мах,д}$ элементу, контролирующему значение скольжения, задается уставка $\delta_{оп,мах,д} = \omega_{s,мах,д} t_n$, в которую синхронизатор автоматически вводит поправку на ускорение

и при наличии такового допустимый угол опережения равен:

$$\delta_{\text{оп. max. д}} = (\omega_{\text{с. с}} + a_s t_{\text{в}})_{\text{max. д}} t_{\text{в}} - a_s \frac{t_{\text{в}}^2}{2} = \omega_{\text{с. max. д}} t_{\text{в}} - a_s \frac{t_{\text{в}}^2}{2}.$$

Выбор $\delta_{\text{оп}} > 120^\circ$ автоматически запрещается. Рабочий диапазон частот скольжения у СА-1 достигает 1 Гц и в 4—5 раз больше, чем у АСТ-4 и УБАС. Минимальное скольжение, при котором синхронизатор отказывает, также в 2—3 раза меньше. Расширенный диапазон рабочих скольжений и учет ускорения при выборе угла опережения позволяют значительно ускорить процесс синхронизации даже при меняющейся частоте системы.

Хотя СА-1 безошибочно работает и при значительном неравенстве входных напряжений (до 25—30%), преду-

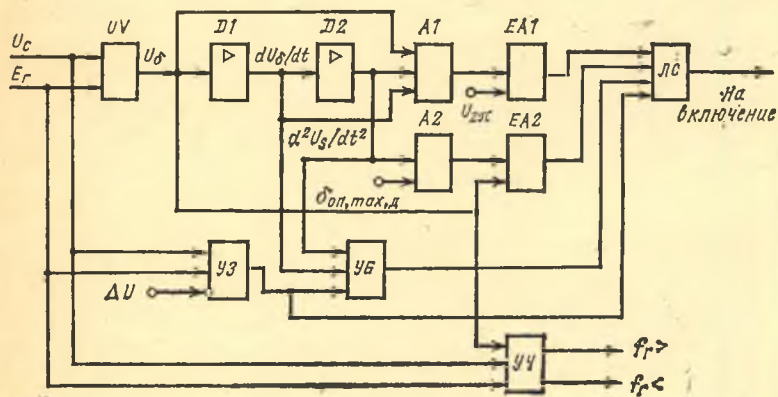


Рис. 2.16. Функциональная структурная схема синхронизатора СА-1.

UV — измерительный преобразователь; D1, D2 — дифференцирующие усилители; A1, A2 — сумматоры; EA1, EA2 — элементы сравнения с нуль-индикаторами (компараторы); A2—EA2 — устройство запрета по максимально допустимому углу опережения; Y3 — устройство запрета по допустимой разности входных напряжений; YB — устройство блокировок; ЛС — логическая схема; Y4 — уравниватель частот.

смотрен элемент запрета с регулируемой уставкой при указанном неравенстве на случай, если запрет окажется желательным по местным условиям.

На рис. 2.16 показана упрощенная функциональная схема синхронизатора СА-1. Она содержит те же основные узлы (опережения, контроля разности напряжений и частот, подгонки частоты, логическая схема), что и

СПВО на биениях, но алгоритмы их функционирования иные. Принципиально новыми являются узел защиты от неправильных срабатываний при переходных процессах в схеме синхронизатора в момент подачи (снятия) входных напряжений в любой последовательности, а также узел сигнализации о неисправности логической части синхронизатора (на схеме не показан).

Команда на включение выключателя подается от узла опережения коротким импульсом, что повышает надежность функционирования синхронизатора.

Для предотвращения отказов синхронизатора в области скольжений, близких к нулю, уравни- тель частот подгоняет частоту скольжения f_s не к нулю, а к регулируемому значению $f_{s,min}$, действуя

при $f_s > f_{s,min}$ на снижение и при $f_s < f_{s,min}$ на увеличение скольжения (рис. 2.17). За период скольжения посыла- ется один короткий регулирующий импульс.

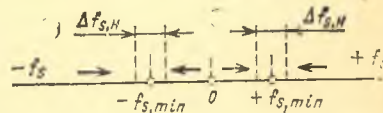


Рис. 2.17. Диаграмма действий уравнивателя частот синхронизатора СА-1.

2.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ПО СПОСОБУ САМОСИНХРОНИЗАЦИИ

Включаемый по способу самосинхронизации (СС) ге- нератор разворачивается первичным двигателем до под- синхронной частоты вращения и включается невозбуж- денным (незначительную ЭДС остаточного намагничива- ния ротора $E_{г,ост}$ можно не учитывать).

После включения со скольжением в обмотке возбуж- дения генератора наводится ЭДС, пропорциональная скольжению, представляющая опасность для изоляции обмотки. Поэтому перед включением эта обмотка долж- на быть замкнута на активное сопротивление (служащее для гашения поля генератора) или на якорь возбуди- теля. Вслед за включением генератору подается нормаль- ное возбуждение и нарастающий экспоненциально с по- стоянной времени цепи возбуждения при замкнутом статоре ток возбуждения создает соответственно нара- стающий синхронный момент M_c , обеспечивающий втягивание генератора в синхронизм с ЭЭС. До подачи возбуждения на вал генератора действуют моменты: из-

быточный механический турбины M_m , средний асинхронный $M_{ас}$ и явнополюсности $M_{яп}$, обусловленный магнитной несимметрией ротора генератора в продольной и поперечных осях. Оба электромагнитных момента

отн.ед.

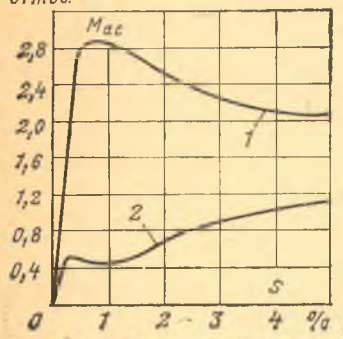


Рис. 2.18. Средние асинхронные моменты.

1 — турбогенераторы; 2 — гидрогенераторы с демпферными контурами.

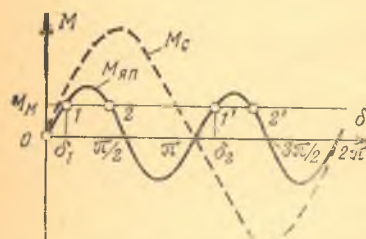


Рис. 2.19. Втягивание в синхронизм моментом явнополюсности.

чем меньше M_m . Момент явнополюсности меняет знак с двойной частотой скольжения, и его эффект при больших скольжениях незаметен. Однако в области небольших скольжений $M_{яп}$ может втянуть генератор в синхронизм. После такого втягивания скольжение и $M_{ас}$ равны нулю и механический момент уравнивается моментом явнополюсности, как показано на рис. 2.19. Точки 1 и 1' соответствуют устойчивому синхронному режиму (отклонениям от углов δ_1 , δ_2 в ту или другую

пропорциональны квадрату напряжения. Асинхронный момент, имеющий знак, зависящий от знака скольжения генератора, действует всегда в сторону снижения скольжения и благодаря своему большому значению (рис. 2.18) быстро подтягивает генератор к области небольших скольжений, что является определяющим для успеха втягивания в синхронизм синхронным моментом. Избыточный механический момент, относительно небольшой при холостом ходе генератора, в области больших скольжений легко подавляется большим асинхронным моментом. В области малых скольжений $M_{ас}$ уменьшается практически пропорционально уменьшению скольжения и, когда он становится равным (и противоположным) механическому моменту, наступает установившийся асинхронный ход со скольжением s_y тем меньшим

сторону противодействуют соответствующие увеличения или уменьшения значения $M_{\text{яп}}$). В точках 2 и 2' режимы неустойчивы. При отсутствии возбуждения полюсы ротора магнитно-нейтральны и втягивание в точках 1 и 1' равновероятно. После подачи возбуждения синхронный режим в точке 1 закрепляется, поскольку знаки $M_{\text{яп}}$ и M_c одинаковы. В точке 1' эти знаки противоположны, и так как $M_c \gg M_{\text{яп}}$, происходит выталкивание ротора на полюсное деление с нежелательным дополнительным воздействием на машину. Во избежание этого возбуждение принято подавать непосредственно после включения. Качественная картина процесса втягивания в синхронизм показана с некоторыми упрощениями на рис. 2.20, а, б.

Исходный режим в обоих случаях — установившийся асинхронный ($M_{\text{ас}} = -M_m$). Положительный $M_{\text{ас}}$ (ускоряющий) откладывается вниз от линии M_m и отрицательный (тормозящий) — вверх. Пунктиром показаны изменения $M_{\text{ас}}$, пропорциональные изменению скольжения. На рис. 2.20, а после подачи возбуждения с углом $\delta_{\text{п.в}} = 0$ нарастает положительный (ускоряющий) M_c (с увеличением угла δ за счет скольжения), а поэтому скольжение и $M_{\text{ас}}$ уменьшаются за счет положительного избыточного момента $M_{\text{изб}} = M_c + M_{\text{ас}} - M_m > 0$.

Если ускоряющийся ротор достигает синхронной частоты вращения в точке 1 при угле $\delta_1 < \pi$ (показатель синхронизма — обращение $M_{\text{ас}}$ в нуль), то, так как в этой точке $M_{\text{изб}} > 0$, ротор продолжает ускоряться и приобретает сверхсинхронную скорость, вследствие чего угол δ начинает уменьшаться, а $M_{\text{ас}}$ становится отрицательным, т. е. тормозящим. Уменьшение угла продолжается до точки 2, где $M_{\text{изб}} = 0$. Далее $M_{\text{изб}}$ становится тормозящим, но по инерции ротора угол еще уменьшается до точки 3, после чего он начинает снова увеличиваться, но медленнее (так как скольжение уменьшилось) и в точке 4 вновь достигается синхронизм. Затем процесс повторяется и после затухающих качаний ротора наступает устойчивый синхронизм в точке 5 (где $M_{\text{ас}} = 0$ и $M_c = -M_m$).

Если же ускорение ротора синхронным моментом недостаточно, синхронная скорость в первом полупериоде скольжения не достигается и при угле δ_2 (точка 1') избыточный момент обращается в нуль, а затем делается отрицательным. Угол продолжает расти, и втягивание возможно только в одном из последующих периодов

скольжения (подобно показанному на рис. 2.20,б), т. е. с предшествующим асинхронным ходом при поданном возбуждении.

В случае $\delta_{п,в} = \pi$ (рис. 2.20,б) M_c и $M_{изб}$ вначале отрицательны, ротор притормаживается, скольжение

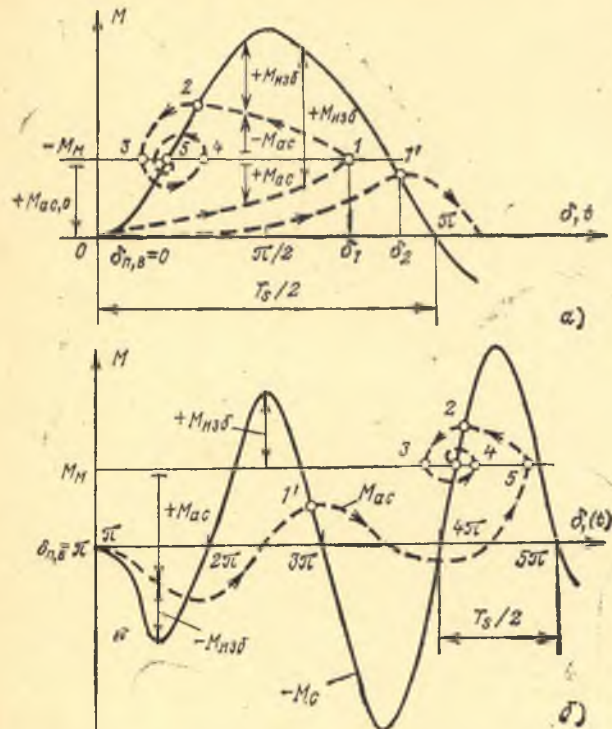


Рис. 2.20. Втягивание генератора в синхронизм синхронным моментом при подаче возбуждения.

а — с углом $\delta_{п,в} = 0$; б — с углом $\delta_{п,в} = \pi$.

растет, угол продолжает увеличиваться. В следующем полупериоде $M_c > 0$ и скольжение уменьшается. Дальнейший ход процесса аналогичен показанному на рис. 2.20,а.

Проведенное идеализированное рассмотрение процессов втягивания в синхронизм позволяет сделать выводы относительно их протекания в реальных условиях, когда возбуждение подается вслед за включением при гораздо

большем, еще не установившемся скольжении. Поскольку угол $\delta_{п.в}$ не выбирается, он может оказаться любым — более или менее благоприятным. Чем больше скольжение в момент включения и скорость подъема возбуждения, тем вероятнее асинхронный ход возбужденного генератора, создающий нежелательное сотрясение и вибрацию генератора, причем чрезмерно быстрое и сильное возбуждение генератора может сделать асинхронный ход затяжным. На основе многочисленных опытов в системах установлено, что немедленный после включения ввод устройства форсировки возбуждения, а также включение регулятора сильного действия нецелесообразны и эти устройства следует вводить с задержкой на 1—2 с. Как благоприятное с точки зрения возможности быстрого осуществления включения и кратковременности процесса втягивания в синхронизм (порядка 1,5—2,5 с) рекомендуется включение с частотой скольжения примерно 1—1,5 Гц.

При его включении генератор испытывает толчок тока от системы, эквивалентный начальному току к. з. за реактивным сопротивлением генератора, которое в зависимости от угла включения (т. е. положения продольной и поперечной осей генератора) имеет значение от x''_d до x''_q . За счет внешнего сопротивления этот ток, даже в худшем случае, меньше тока к. з. на зажимах генератора.

Ток включения создает на валу генератора переходный электромагнитный момент, относительное значение максимума которого равно [11]:

$$M_{\text{вкл. max}} = \frac{2U_c^2}{x''_d + x_{\text{вн}}} \left(1 - \frac{x''_d + x_{\text{вн}}}{x''_q + x_{\text{вн}}} \right),$$

и имеет место в случае включения с углами $\delta_{\text{вкл}} = -\frac{\pi}{4}(2n - 1 - 4s)$, где n — целое число. Наибольшая кратность момента относительно максимума момента при к. з. на зажимах [см. (2.8)] при $U_c = 1,05$:

$$\frac{M_{\text{вкл. max}}}{M_{\text{к. max}}} = \frac{2}{1 + x_{\text{вн}}/x''_d} \left(1 - \frac{x''_d + x_{\text{вн}}}{x''_q + x_{\text{вн}}} \right).$$

Это отношение всегда меньше единицы даже при не-большом приведенном сопротивлении системы $x_{\text{вн}}$ (к тому же выше не учтено затухание свободных токов,

снижающее максимум момента). Таким образом, включение по способу СС в принципе всегда допустимо и вопрос лишь в принимаемом запасе по моменту. Согласно нормированному Минэнерго критерию включение допускается, если относительное значение периодической составляющей тока включения

$$I'_{\text{вкл}} = \frac{1,05}{x'_d + x_{\text{вн}}} < 3,5.$$

По опытным данным понижение напряжения системы в точке включения генератора, уменьшающееся по мере втягивания в синхронизм, оказывается неопасным для потребителей при наличии форсировки возбуждения работающих генераторов.

Способ СС, позволяющий осуществлять включение быстрее, чем при точной синхронизации, получил распространение на электростанциях как нормальный способ в 50-е годы. Этому способствовали ограниченные в то время резервы генерируемой мощности ЭЭС и простота необходимой аппаратуры автоматики. Дополнительным доводом в пользу способа СС послужили ограниченные качество и количество имевшихся устройств ТАС, а также то, что эксплуатировавшиеся генераторы, имевшие мощности до 100 МВт и косвенное охлаждение, обладали значительной механической прочностью.

В дальнейшем рост резервов мощности систем снизил остроту требований к скорости нормальных включений, а качество и количество выпускаемых устройств ТАС повысилось. Дополнительно стали наблюдаться случаи оплавления контактов выключателей токами включения. И наконец, мощные генераторы с непосредственным охлаждением более чувствительны к вибрациям в процессе СС и обладают механической прочностью, меньшей, чем генераторы с косвенным охлаждением. В силу всего сказанного способ СС используется в настоящее время только для быстрого включения резервных гидрогенераторов при понижениях частоты системы, вызванных возникновением дефицита активной мощности в аварийных ситуациях.

Автоматическое включение гидрогенератора по способу СС осуществляется либо от механического реле частоты вращения агрегата (установленного на его валу) с уставкой порядка $(0,96—0,98)f_{\text{ном}}$, либо от реле разности частот с уставкой 1—1,5 Гц, действующих на

включение выключателя. Второй способ предпочтительнее.

Электромеханическое реле разности частот типа ИРЧ-01А [24] имеет две обмотки, включаемые на напряжения U_c и $E_{г,ост}$. Вторичное остаточное напряжение мало (у разных генераторов — от 1—1,5 В до десятых долей вольта), и включаемая на него обмотка по существу токовая, рассчитанная на 30 мА (устанавливаемых регулировкой добавочного резистора). Таким образом, реле ИРЧ-01А — реле мощ-

ности. При наличии разности частот U_c и $E_{г,ост}$ синусоидальный вращающий момент на якоре реле знакопеременный в периоде скольжения. Вследствие инерционности якоря его колебания при большом скольжении незначительны и не вызывают замыкания контакта. По мере снижения скольжения размах колебаний растет и при скольжении, соответствующем уставке, реле импульсно замыкает контакт и действует на промежуточное реле с самоудержанием, закрепляющее команду на включение выключателя. Одновременно

отключается низкоомная обмотка реле разности частот (включаемая на небольшое напряжение остаточного намагничивания генератора) во избежание ее перегорания после появления на зажимах генератора напряжения системы. Разработанное полупроводниковое реле [14] действует аналогично. После включения выключателя от его вспомогательного контакта следует команда на подачу возбуждения.

При пуске гидроагрегата он вначале разворачивается при постоянном открытии направляющего аппарата турбины, выбираемом экспериментально. При достижении частоты вращения, равной 95% номинальной, вступает в действие автоматический регулятор частоты вращения турбины (АРЧВ) с уставкой, соответствующей холосто-

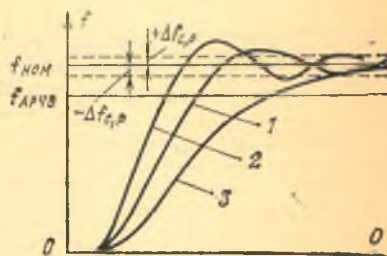


Рис. 2.21. Разгонные характеристики гидрогенератора.

1 — пусковое открытие направляющего аппарата $a_{пуск} = a_x$ соответствует открытию холостого хода; 2 — $a_{пуск} > a_x$; 3 — $a_{пуск} < a_x$; АРЧВ — частота вступлений в действие АРЧВ; $\Delta f_{c.p}$ — уставка реле разности частот.

му ходу агрегата [43]. Разгонные характеристики гидроагрегата при разных пусковых открытиях направляющего аппарата $\alpha_{\text{пуск}}$ показаны качественно на рис. 2.21. Зона действий реле разности частот показана пунктиром.

Реле разности частот входит в схему автоматического управления гидроагрегатом и вводится в действие ключом выбора способа включения (ТАС или СС).

2.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ И КОМПЕНСАТОРОВ

Включаемые синхронные двигатели (СД) и компенсаторы (СК) разворачиваются до подсинхронной частоты вращения своим асинхронным моментом $M_{\text{ас}}$ и после автоматически подаваемого возбуждения самосинхронизируются с системой. Результирующий момент $M_{\text{ас}}$ имеет две составляющие. Первая $M_{\text{ас,п}}$ создается

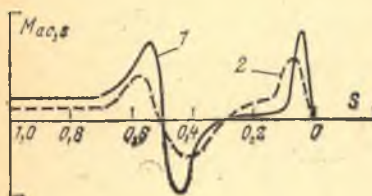


Рис. 2.22. Характер асинхронного момента, создаваемого обмоткой возбуждения СД, в функции скольжения и замыкания обмотки возбуждения.

1 — на коротко; 2 — на добавочное сопротивление $R_{\text{доб}} \approx 10R_{\text{в}}$ ($R_{\text{в}}$ — сопротивление обмотки).

у СД токами специальной пусковой обмотки с большим активным сопротивлением (или токами в массивной бочке ротора и массивных полюсах СД, не имеющих пусковой обмотки), а у СК токами в его демпферных контурах. У СД момент $M_{\text{ас,п}}$ подобен моменту асинхронного двигателя, а у СК — асинхронному моменту генератора. Вторая составляющая $M_{\text{ас,в}}$, показанная на рис. 2.22, создается токами в одноосной обмотке возбуждения. Отрицательные (тормозящие) значения момента

в области $s \approx 0,5$ малы в сравнении со значениями $M_{\text{ас,п}}$ и не оказывают существенного влияния на ход разворота СД и СК. В области $s \rightarrow 0$ форма кривой $M_{\text{ас,в}}$ оказывает влияние на успех втягивания СД в синхронизм [22], тем более что крутизна характеристики $M_{\text{ас,п}}$ в этой области у СД меньше, чем у СК, за счет большого активного сопротивления пусковой обмотки.

Наличие $R_{доб}$ в цепи возбуждения вызывает растягивание пика характеристики $M_{ас}$ (положительный эффект), но одновременно снижает ее максимум и крутизну на подходе к $s=0$ (отрицательный эффект).

На рис. 2.23, а, б качественно показано, до какого установившегося скольжения s_y может развернуться СД при разных моментах нагрузки M_n и замыкании обмотки возбуждения накоротко (рис. 2.23, а) и через $R_{доб}$ (рис. 2.23, б), из которых видно, что при закороченной обмотке возникает «провал» результирующего момента $M_{ас}$. Соответственно при моменте нагрузки $M_{н,1}$ зна-

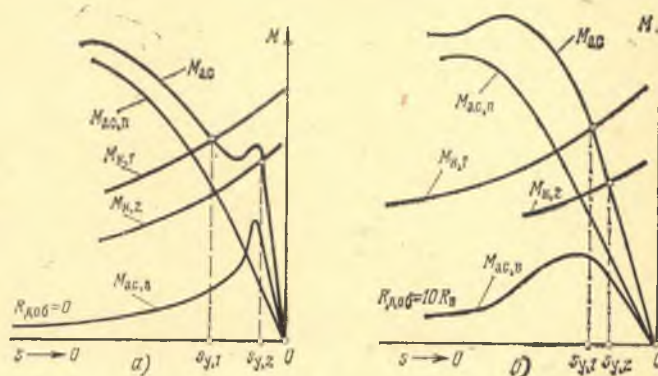


Рис. 2.23. Установившиеся скольжения СД при разных моментах нагрузки на валу (M_n) и замыкании обмотки возбуждения.

а — накоротко; б — на $R_{доб}$.

чение скольжения $s_{y,1}$ может оказаться чрезмерным и после подачи возбуждения СД не втянется в синхронизм. В таком случае вводится $R_{доб}$ и значение $s_{y,1}$ снижается (рис. 2.23, б). При меньшем моменте нагрузки $M_{н,2}$, наоборот, выгоднее закоротить обмотку и получить меньшее значение $s_{y,2}$. Вопрос о необходимости $R_{доб}$ решается по конкретным условиям. Всегда желательнее обойтись без него, что упрощает управление СД и повышает надежность его функционирования.

Для СК вопрос о добавочном сопротивлении не возникает, поскольку они не имеют нагрузки на валу, и крутизна характеристики их асинхронного момента больше, чем у СД.

На рис. 2.24 показаны варианты включения обмотки возбуждения СД при электромашинном возбудителе и

схематически при возбуждении через твердые выпрямители (силовое токовое или фазовое компаундирование, тиристорный возбудитель). Как более простая и надежная схема на рис. 2.24,в предпочтительнее схемы на рис. 2.24,б. Последняя схема г применяется, если необходимо более быстрое гашение поля СД.

В самой простой и надежной схеме на рис. 2.24,а подача возбуждения происходит постепенно сама собой в конце разворота, так как возбудитель начинает само-

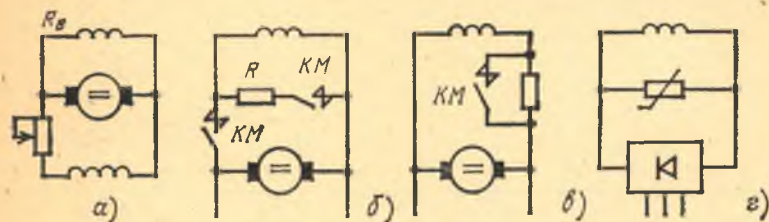


Рис. 2.24. Варианты включения обмотки возбуждения СД.

КМ — контакты контактора управления возбуждением при пуске и гашении поля.

возбуждаться только после достижения достаточной частоты вращения. Применение ее возможно, если пусковой момент нагрузки не превосходит 40% номинального значения.

Современные СД и СК рассчитаны на непосредственное включение в сеть (прямой пуск). Однако, если посадка напряжения в процессе их разворота неприемлема для других потребителей, приходится ее ограничивать введением на время разворота реактора в цепь статора. Для осветительной нагрузки допускается посадка до $(0,9—0,8) U_{ном}$, для других нагрузок — бо́льшая [22].

При реакторном пуске начальная стадия разворота происходит при пониженном напряжении на зажимах статора и соответственно пониженном $M_{ас}$. Поэтому если пусковой момент нагрузки велик, то s_y при включенном реакторе также велико и сначала шунтируется реактор, а затем при меньшем установившемся скольжении подается возбуждение. При небольшой пусковой нагрузке шунтирование реактора и подача возбуждения могут производиться одновременно.

Команда на подачу возбуждения (и на шунтирование реактора) осуществляется, как правило, от минималь-

ного реле тока в цепи статора при соответствующем спаде пускового тока в области малых скольжений (зависимость пускового тока СД и СК от скольжения подобна этой зависимости у асинхронных двигателей).

Для защиты от затяжного асинхронного хода с возбуждением (невтягивание в синхронизм при пуске, выпадение из синхронизма при близком к з.) предусматривается максимальное индукционное реле тока с зависимой выдержкой времени, постепенно продвигающее подвижной контакт при биениях тока статора и действующее, если длительность асинхронного хода превышает задан-

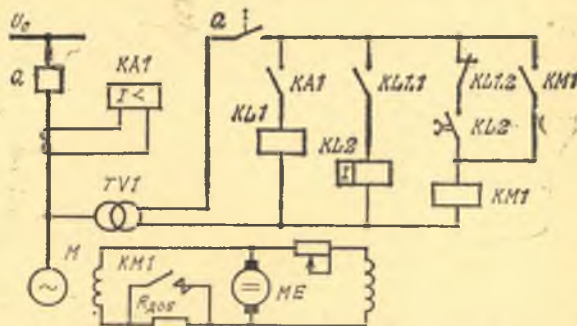


Рис. 2.25. Пример пусковой схемы синхронного двигателя.

ное значение. При перерывах питания (в том числе в циклах АПВ и АВР) СД быстро затормаживаются за счет нагрузки на валу и выдачи активной мощности в сеть. При этом возбуждение СД обычно автоматически форсируется (напряжение на зажимах статора снижено) и в момент восстановления напряжения питания СД может испытать недопустимые воздействия. Во избежание этого СД заранее автоматически или отключается (что может быть необходимым и по технологическим причинам), или возвращается в пусковое состояние с погашенным полем возбуждения и снижением, если это необходимо, нагрузки (режим ресинхронизации). Ресинхронизация применяется и при выпадении СД из синхронизма без потери связи с источником питания. Признаком потери питания служит снижение частоты напряжения на зажимах статора, фиксируемое минимальным реле частоты. Признаком выпадения из синхронизма является появление в цепи возбуждения СД переменного напря-

жения частоты скольжения, фиксируемое соответствующим реле.

Пример простейшей пусковой схемы СД показан на рис. 2.25. Минимальное реле тока $KA1$ настроено на возврат при токе статора, соответствующем моменту подачи возбуждения закорачиванием сопротивления $R_{доб}$. При включении выключателя Q получает питание логическая схема и срабатывают реле $KA1$, $KL1$ и $KL2$. В цепи обмотки контактора $KM1$ разомкнут контакт $KL1.2$. После отпускания реле $KA1$ контакт $KL1.2$ замыкается и, так как реле $KL2$ имеет задержку на возврат, срабатывает, самоудерживается и шунтирует $R_{доб}$ контактор $KM1$. В случае потери питания автоматическое восстановление пусковой схемы происходит после снижения напряжения статора на выбеге СД, достаточного для отпадания контактора $KM1$.

Подача возбуждения при пуске СК производится аналогично от реле минимального тока статора.

Глава третья

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

Как известно, ответственные потребители электроэнергии требуют минимум двух источников питания. При этом нормально или оба источника включены параллельно или один источник включен (рабочий), а второй (резервный) автоматически вводится при исчезновении рабочего питания. Автоматическая операция в последнем случае называется автоматическим включением резервного питания — АВР. Примеры схем с использованием устройств АВР (АКQ) показаны на рис. 3.1, а—г. В сравнении с параллельным включением питания схемы с АВР характеризуются снижением токов к. з. (и тем самым удешевлением оборудования потребительских электроустановок), упрощением релейной защиты и уменьшением снижения напряжения на смежных секциях шин при к. з. на одной из них. Дополнительно оказывается возможным использовать несинхронные или несинфазные источники питания.

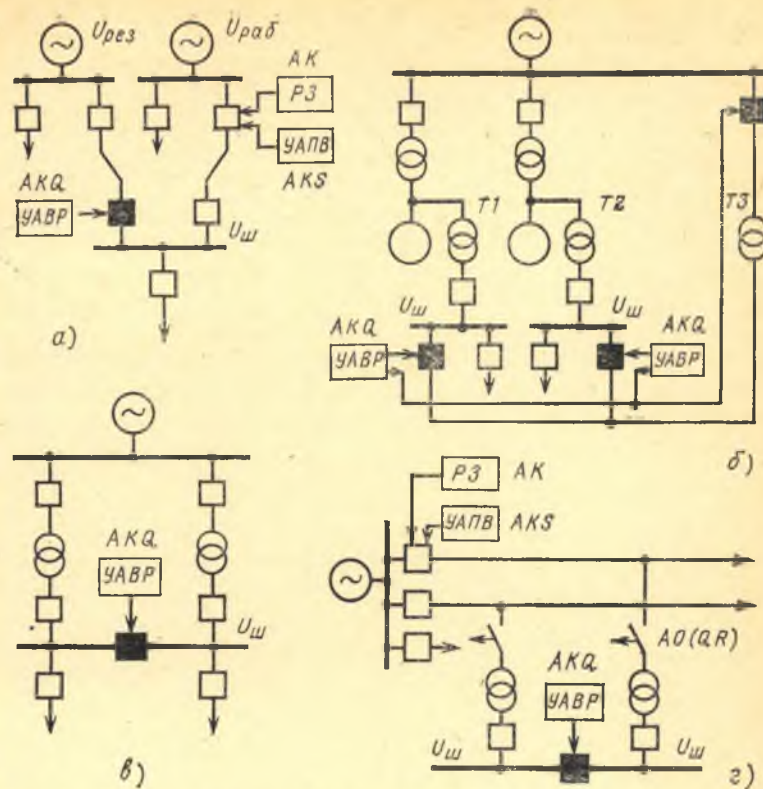


Рис. 3.1. Типичные примеры применения АВР.

К устройствам АВР предъявляются следующие требования:

включение резерва должно осуществляться при устойчивом исчезновении напряжения рабочего источника $U_{раб}$, вызванном любой причиной, включая и к. з. на шинах объекта (учитывая, что многие к. з. на шинах самоликвидирующиеся);

операция АВР должна быть только однократной ввиду возможности устойчивых к. з. на шинах;

включение резерва не должно происходить при понижениях $U_{раб}$, вызываемых к. з. вне линии рабочего питания подстанции и последующим самозапуском двигательных нагрузок, а также в случаях кратковременно потери $U_{раб}$ в цикле успешного автоматического повторного включения (АПВ) линии рабочего питания;

исправность цепей включения выключателей резервного питания должна автоматически контролироваться [35];

включение резерва должно осуществляться только после отключения выключателя рабочего питания (во избежание включения резервного источника на устойчивое к. з. в тракте рабочего питания);

команда на включение выключателя резервного питания должна подаваться немедленно после отключения выключателя рабочего питания.

Допустимость последнего обосновывается тем, что время $t_{\text{в}}$ включения выключателя резервного ввода, как правило, перекрывает время деионизации среды в месте к. з. (случай к. з. на шинах), а ЭДС асинхронных электродвигателей за это время значительно затухает. Синхронные двигатели и компенсаторы в цикле АВР, как правило, выпадают из синхронизма, и их следует заблаговременно отключить или переводить в режим ресинхронизации.

Исчезновение рабочего напряжения $U_{\text{раб}}$ возможно и без отключения выключателя рабочего ввода (например, при повреждении линии в схемах на рис. 3.1, а, г). Поэтому устройства АВР дополняются пусковым минимальным органом напряжения (ПОН), отключающим выключатель рабочего ввода (и тем вызывающим АВР), если $U_{\text{раб}}$ устойчиво исчезло, а перед выключателем резервного ввода имеется напряжение $U_{\text{рез}}$ (при отсутствии $U_{\text{рез}}$ отключение рабочего ввода и АВР теряют смысл). Поскольку ПОН должен фиксировать именно исчезновение (а не понижение) $U_{\text{раб}}$, его уставка по $U_{\text{раб}}$ в идеале должна бы быть нулевой. Однако типовые электромеханические реле напряжения, термически стойкие при номинальном напряжении, имеют минимальную уставку на возврат не ниже $U_{\text{в,р}} = (0,15 \div 0,4) U_{\text{ном}}$, которая и принимается как обеспечивающая отстройку ПОН от минимальных напряжений самозапуска нагрузки [$U_{\text{з,мин}} \approx (0,5 \div 0,6) U_{\text{ном}}$].

Дополнительно ПОН снабжается выдержкой времени, на ступень выдержки времени большей: максимального времени отключения к. з., не нарушающих рабочего питания подстанции, при которых остаточное напряжение к. з. $U_{\text{к}} < U_{\text{в,р}}$, а также времени цикла успешного АПВ линии рабочего питания.

3.2. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ УСТРОЙСТВ АВР

Устройства АВР выполняются как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, и их схемы имеют некоторые различия, обусловленные видом этого тока и конструкцией привода выключателя.

Принцип осуществления команды на включение резервного питания при постоянном оперативном токе показан на рис. 3.2. Нормально при включенных выключа-

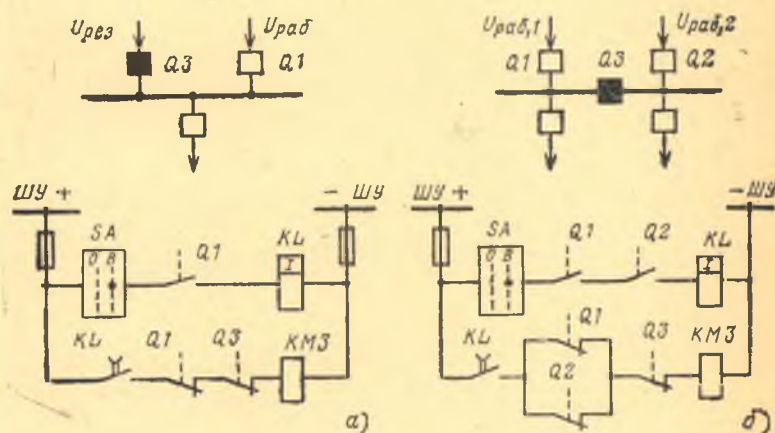


Рис. 3.2. Принцип обеспечения однократности АВР.

а — при явном резерве; б — при неявном резерве.

телях рабочего питания ($Q1$ — в схеме рис. 3.2,а и $Q1$, $Q2$ — в схеме рис. 3.2,б) обмотка реле KL однократности действия АВР (РОД), имеющего задержку на возврат, обтекается током, и его контакт замкнут. После отключения выключателя $Q1$ в схеме на рис. 3.2,а и $Q1$ или $Q2$ в схеме на рис. 3.2,б через контакт РОД подается команда на включение выключателя $Q3$. Одновременно цепь обмотки РОД размыкается и команда на включение существует лишь в течение времени замедления РОД на возврат, достаточного для надежного включения выключателя $Q3$. Если АВР оказалось неуспешным (устойчивое к. з. на шинах объекта) и выключатель $Q3$ отключается быстродействующей защитой, а к этому времени контакт РОД еще не разомкнулся, то в цепях управления выключателем возникают одновременные команды «включить» и «отключить». В таком случае

действует реле блокировки от многократных включений (см. § 4.4), размыкающее цепь включения и самоудерживающееся до снятия команды «включить» (т. е. до возврата реле РОД).

На практике, особенно в схемах с постоянным оперативным током, вместо контактов вспомогательных цепей выключателей часто пользуются контактами реле положения

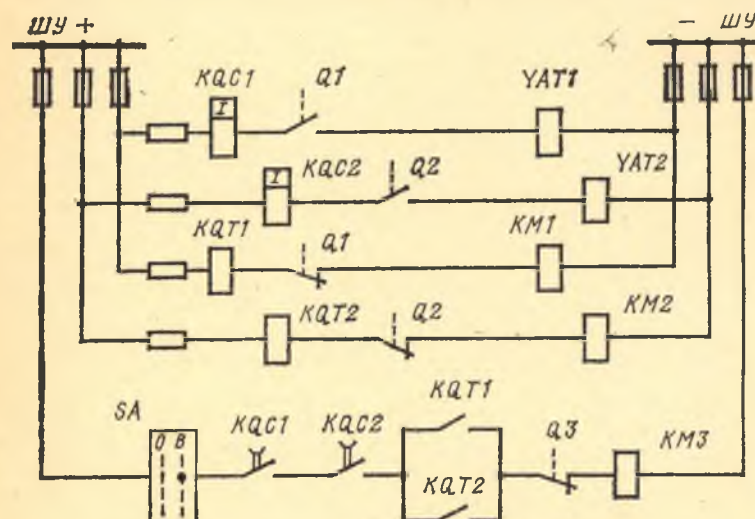


Рис. 3.3. Вариант схемы рис. 3.2,б с использованием реле положения выключателей $Q1$, $Q2$.

жения выключателя: «включен» KQC (РПВ) и «отключен» KQT (РПО) (рис. 3.3). В этом случае реле РПВ дается задержка на возврат, позволяющая использовать его в качестве реле РОД.

Принцип построения ПОН на постоянном оперативном токе показан на рис. 3.4, а отстройка ПОН по напряжению и времени поясняется рис. 3.5.

Схема рис. 3.4 имеет тот недостаток, что при обрывах и к. з. в цепях трансформатора напряжения $TV1$ происходит неправильное отключение выключателя $Q1$. Для предотвращения этого есть ряд способов [35].

При наличии двух трансформаторов напряжения шин на каждый включается свое реле напряжения с последовательным соединением их контактов. Две схемы при одном трансформаторе напряжения шин показаны на

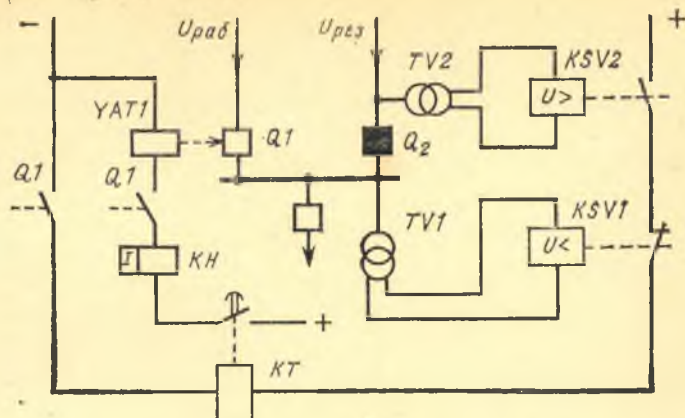


Рис. 3.4. Принцип выполнения пускового минимального органа напряжения (ПОН) устройства АВР.

рис. 3.6. В схеме рис. 3.6,а номинальные токи плавких предохранителей различаются настолько, что при к. з. между фазами А—С успевает сплавиться только один из них (случай трехфазного к. з. очень редок и не учитывается).

В схеме рис. 3.6,б ПОН действует только при отсутствии и напряжения шин $U_{ш}$ и тока $I_{раб}$. Ток срабатыва-

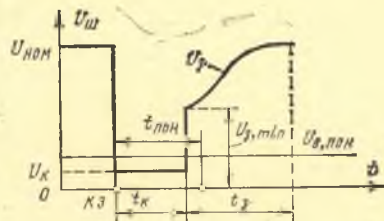


Рис. 3.5. Отстройка ПОН от внешних к. з. и самозапуска нагрузки. $U_{к'}$, $U_{з, min}$, $U_{в, ПОН}$ — напряжения соответственно остаточное при к. з., минимальное при самозапуске нагрузки, возврата ПОН; $t_{к'}$, $t_{ПОН}$, $t_{з}$ — времена соответственно длительности к. з., выдержки ПОН, самозапуска.

ния минимального реле тока $KA1$ выбирается меньшим минимального рабочего тока $I_{раб, min}$.

Если цепи питания от трансформатора напряжения защищаются максимальным автоматом (вместо предо-

хранителей), то используется одно реле напряжения, блокируемое при отключении автомата. Возможно также включение одного реле через трехфазный выпрямитель. Тогда при потере одной фазы сохраняется двухполупериодное выпрямление с U_d , большим напряжения отпущения реле.

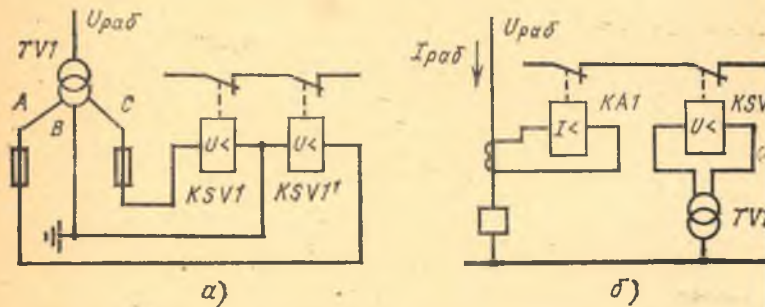


Рис. 3.6. Способы предотвращения неправильного действия ПОН при повреждениях цепей трансформатора напряжения.

Для сокращения количества реле схемы ПОН, особенно при переменном оперативном токе, часто используют реле времени серии ЭВ-200. При напряжении более $0,75U_{ном}$ якорь втягивается, размыкает размыкающий контакт и заводит часовой механизм, создающий при возврате реле регулируемую выдержку времени на замыкание размыкающего контакта. Напряжение возврата разных экземпляров реле колеблется в пределах $(0,05—0,55)U_{ном}$, а потому соответствующие экземпляры могут одновременно служить в качестве реле напряжения. Высокое значение напряжения втягивания — недостаток, усложняющий координацию уставок ПОН с процессами самозапуска.

Выбор схемы ПОН определяется конкретными условиями и имеющейся аппаратурой.

Напряжение срабатывания реле $KSV2$ (см. рис. 3.4), контролирующего наличие напряжения $U_{рез}$, принимается около $(0,65—0,7)U_{ном}$. При переменном оперативном токе реле $KSV2$ может отсутствовать, если питание схемы АВР осуществляется от $U_{рез}$.

Принцип выполнения устройства АВР на переменном оперативном токе поясняется рис. 3.7 [16]. Выключатели имеют пружинно-грузовые приводы. Цепи отключения от

ПОН питаются от трансформаторов напряжения $TV1$, $TV2$ смежных секций, чем без реле $KSV2$ (см. рис. 3.4) осуществляется контроль наличия напряжения на смежной секции. Цепи включения выключателя $Q3$ питаются от трансформаторов собственных нужд подстанции $T1$, $T2$, имеющих собственное устройство АВР (не показана).

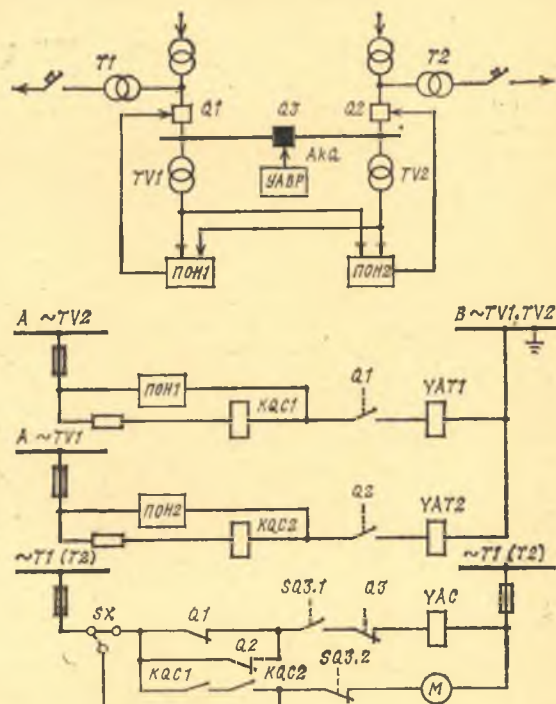


Рис. 3.7. Принцип выполнения устройства АВР на переменном оперативном токе.

но). В нормальных условиях происходит питание от одного из трансформаторов $T1$, $T2$. Если напряжение от этого трансформатора исчезает, УАВР собственных нужд переключает питание на другой трансформатор, а после восстановления напряжения на первом трансформаторе производит обратное переключение.

При заведенных включающих пружинах выключателя $Q3$ вспомогательный контакт его привода $SQ3.1$ замк-

нут и $SQ3.2$ разомкнут, а при незаведенных пружинах — наоборот. Однократность АВР обеспечивается тем, что двигатель M заводит пружины выключателя $Q3$ только при включенных выключателях $Q1$ и $Q2$.

Если при неявном резерве релейная защита, действующая на выключатель $Q3$, имеет выдержку более 1,2 с, то в случае неуспешного АВР (устойчивое к. з. на

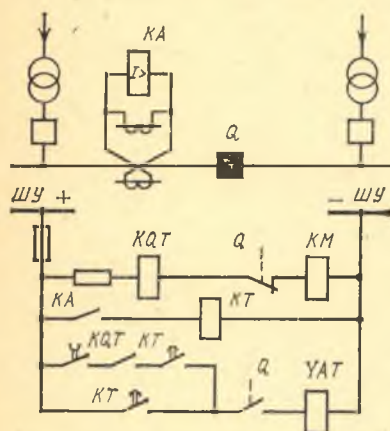


Рис. 3.8. Принцип введения ускорения защиты после АВР при неявном резерве.

после появления исчезавшего рабочего напряжения $U_{\text{раб}}$ (рис. 3.9). В случае отключения, например, линии Л1 ПОН отключает выключатель $Q1$ и устройство АВР включает $Q3$. После восстановления питания по линии Л1 выключатель $Q1$ имеет напряжение по обе его стороны и с выдержкой времени импульсного контакта реле $KT3$ следует команда на включение выключателя $Q1$. Затем упорный контакт реле $KT3$ действует на отключение выключателя $Q3$ при условии, что $Q2$ включен и имеется напряжение $U_{\text{раб},2}$.

Если на двухтрансформаторной подстанции не исключены к. з. на секциях шин (открытые шины) и возможна как раздельная, так и параллельная работа трансформаторов, то может оказаться целесообразным сочетание АВР с АПВ шин. Устройства АПВ (см. гл. 4), действующие на выключатели низшего напряжения трансформаторов, запускаются защитами последних от внешних к. з.

шинах) эта выдержка автоматически снижается до 0,5 с (рис. 3.8). Реле KQT (РПО), вводящее это ускорение действия защиты, имеет задержку на возврат, тоже равную 0,5 с. Если АВР успешно, то через 0,5 с после включения $Q3$ цепь ускорения размыкается и защита имеет нормальную выдержку.

На удаленных необслуживаемых подстанциях устройства АВР дополняют элементом возврата питания подстанций и устройства АВР к нормальному состоянию

и выводят устройство АВР из действия либо последнее выжидает результата АПВ [16].

Устройства АВР технологических механизмов действуют либо при их отключении, либо при понижениях значений параметров технологического процесса. При этом часто резервный агрегат вводится в помощь рабочему без отключения последнего. Наносы и компрессоры,

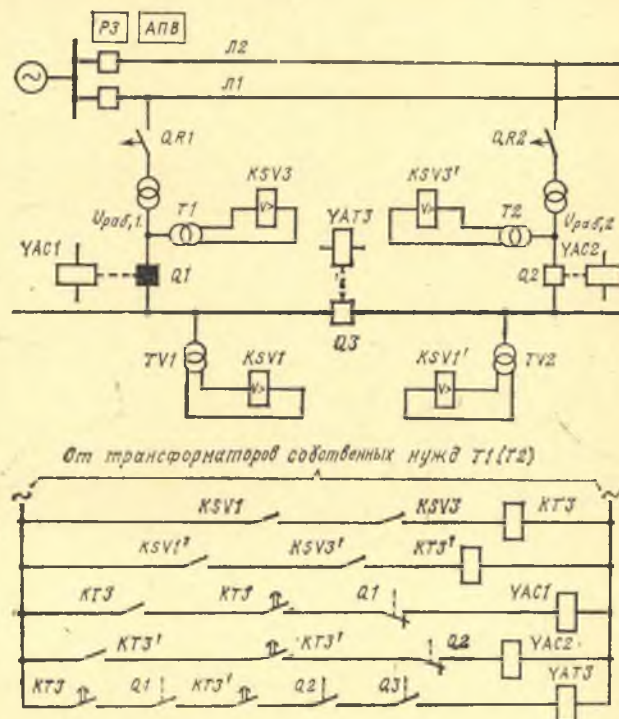


Рис. 3.9. Принцип получения самовозврата схемы подстанции и устройства АВР в исходное состояние после восстановления питания по линии (пружинно-грузовые приводы выключателей не показаны).

снизившие или потерявшие производительность (повреждение, потеря электропитания), автоматически отделяются от напорной магистрали обратными клапанами и не мешают работе резервных агрегатов.

Если на подстанции имеются устройства автоматической частотной разгрузки (УАЧР), отключающие неответственных потребителей при аварийном снижении ча-

стоты системы (см. гл. 5), то ответственные потребители выделяются на отдельную секцию шин, как показано на рис. 3.10, а, б. В схеме рис. 3.10, а изображено устройство АВР одностороннего действия, поскольку оно резервиру-

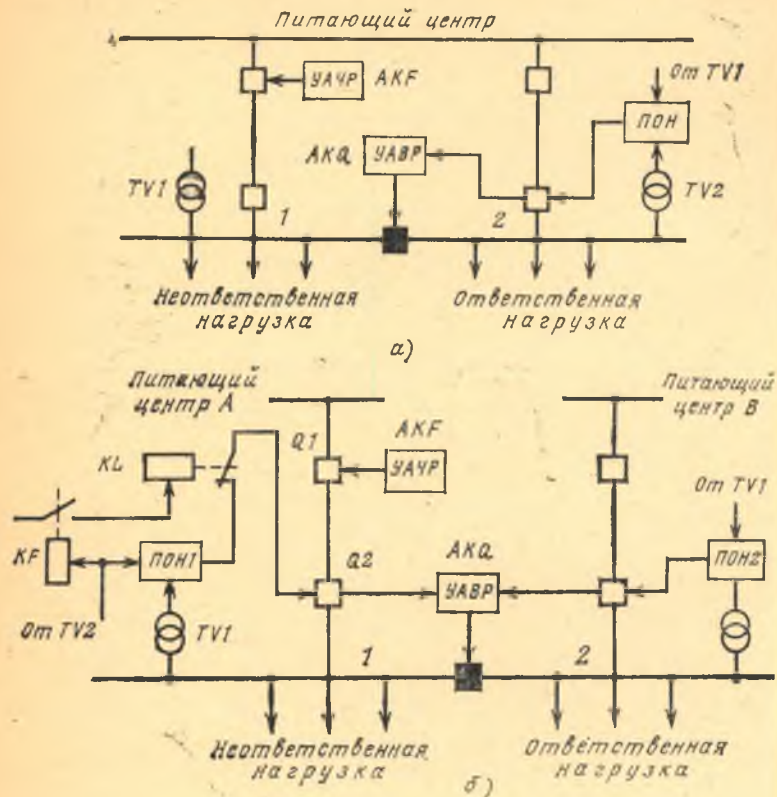


Рис. 3.10. Сочетание устройств АВР и АЧР.

ет питание только секции шин 2. Очевидный недостаток — отсутствие АВР для секции шин 1 при нормальной частоте.

Схема рис. 3.10, б лишена этого недостатка. При нормальной частоте двустороннее устройство АВР обеспечивает взаиморезервирование обеих секций шин. При снижении частоты реле частоты КФ схемы ПОН секции 1 размыкает контакт и блокирует ПОН, вследствие чего

после отключения выключателя $Q1$ выключатель $Q2$ не отключается и АВР не происходит. Уставка реле частоты KF в схеме ПОН принимается выше частоты начала отключений устройствами АЧР [21].

Глава четвертая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

4.1. ПРЕДПОСЫЛКИ И ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ

Многие повреждения воздушных линий электропередачи (ВЛ) не связаны с разрушением изоляции и самоликвидируются после отключения линии (грозовые перекрытия воздушных промежутков, схлестывание проводов, набросы, замыкание движущимися механизмами и т. п.).

Повреждения без разрушения изоляции случаются и на сборных шинах и выводах оборудования станций и подстанций и даже в кабельных сетях (выводы кабельных воронок, сборки распределительных и трансформаторных пунктов и т. п.). Поэтому если такие элементы, отключенные защитой, снова включить по истечении бес-токовой паузы, необходимой для деионизации среды ионизированной дугой в месте к. з., то это включение часто оказывается успешным и восстанавливает исходную схему электропитания.

Соответствующая операция, выполненная автоматически, называется автоматическим повторным включением (АПВ). Если первое АПВ оказалось неуспешным, то иногда его выполняют еще один-два раза. Соответственно этому различают АПВ одно-, и двух и трехкратное.

Автоматическое повторное включение бывает трехфазным (ТАПВ) и однофазным (ОАПВ). При ТАПВ происходит отключение защитой и повторное включение всех трех фаз. При ОАПВ, применяемом в сетях с заземленными нейтралью трансформаторов, происходит отключение защитой и повторное включение только поврежденной фазы (выключатели должны иметь пофазное управление).

По статистическим данным для ВЛ большая часть к. з. оказывается самоликвидирующимися (неустойчивы-

ми), причем процент успешных АПВ имеет порядок: первое — 60—80%, второе — 10—15%, третье — 1,5—3%. Для кабельных сетей первое АПВ успешно в 45—55% случаев и для оборудования — в 65—75%.

Высокая эффективность АПВ (в среднем более одного успешного действия в год на каждое устройство) и низкая стоимость устройства (УАПВ) обусловили широкое его использование. В СССР АПВ считается обязательным для линий напряжением выше 1000 В и распространяется на шины станций и подстанций, одиночные трансформаторы свыше 1000 В·А, электродвигатели, временно отключаемые для обеспечения самозапуска более ответственных, а также на потребителей, отключенных в процессе АЧР (см. гл. 5). В СССР, как правило, используется однократное и реже двукратное АПВ. Трехкратное АПВ не применяется ввиду низкой эффективности его третьего цикла, не оправдывающей затрат на более частые ревизии выключателей. Чем выше рабочее напряжение ВЛ, тем чаще на них возникают однофазные к. з. (для ВЛ 500 кВ — до 90%). Поэтому на особо ответственных ВЛ наряду с ТАПВ применяется ОАПВ. При ОАПВ по линии сохраняется связь две фазы — земля, что повышает устойчивость параллельной работы системы. Вместе с тем использование ОАПВ существенно усложняет требования к релейной защите, которая должна: отключать одну фазу при однофазных к. з., правильно функционировать в неполнофазном режиме между отключением и АПВ фазы и отключать все три фазы при междуфазных к. з. и после неуспешного ОАПВ. Трехфазное отключение после неуспешного ОАПВ диктуется трудностью обеспечения правильного функционирования защиты в длительном неполнофазном режиме ВЛ. Однофазное АПВ выполняется только однократным и комбинируется с ТАПВ.

Вне зависимости от места установки УАПВ (ВЛ с одно- и двусторонним питанием, шины, оборудование) к ним предъявляются следующие общие требования: возможно большее быстродействие; кратность действия (при устойчивых к. з.) не выше заданной, в том числе и при возможных повреждениях в самом устройстве; автоматический возврат в состояние готовности после успешных АПВ; недействие при оперативном отключении выключателя; недействие при оперативном включении выключателя на к. з.; возможность автоматического запре-

та АПВ при действиях определенных видов защиты или автоматики.

Пуск УАПВ может осуществляться двумя способами: или при несоответствии состояния выключателя (отключен) предшествовавшей оперативной команде «включить», или при срабатывании релейной защиты. Как правило, используется первый способ как более универсальный (АПВ и в случае самопроизвольного отключения выключателя). Второй способ применяется, если это диктуется особенностями привода выключателя (пружинно-грузового) или упрощает автоматику.

При пуске «от несоответствия» предшествовавшая команда «включить» запоминается либо на контакте ключа управления SA , остающемся замкнутым после подачи команды «включить» (рис. 4.1, а), либо на контакте реле фиксации команд KL , например двухпозиционного, если SA не имеет фиксации его положения после подачи очередной команды (рис. 4.1, б). Состояние выключателя «отключен» указывает его размыкающий вспомогательный контакт Q (или замыкающий контакт реле KQT положения «отключен»). Устройства АПВ имеют времена на срабатывание $t_{с,а}$ и на самовозврат в состояние готовности к новому действию $t_{в,а}$. Самовозврат однократного УАПВ происходит в случае успеха и не происходит в случае неуспеха АПВ. Самовозврат двукратного УАПВ происходит после первого цикла независимо от его успеха, а после второго цикла, если он успешен. Понятие циклов АПВ поясняется рис. 4.2. Значение $t_{в,а}$ соотнобразуется с испытательными циклами выключателей [17] и имеет порядок: 15—20 с для однократного АПВ и 60—130 с для двукратного.

Время деионизации среды $t_{д,с}$ зависит от рабочего напряжения, значения и длительности существования тока к. з., а также метеорологических условий в месте

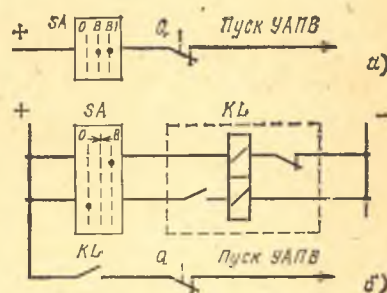
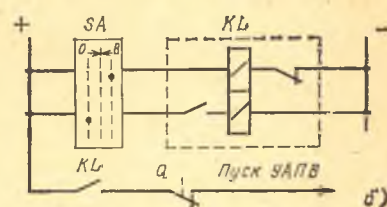


Рис. 4.1. Принцип выполнения пуска УАПВ от положения несоответствия. Контакт KL замкнут после команды «включить».



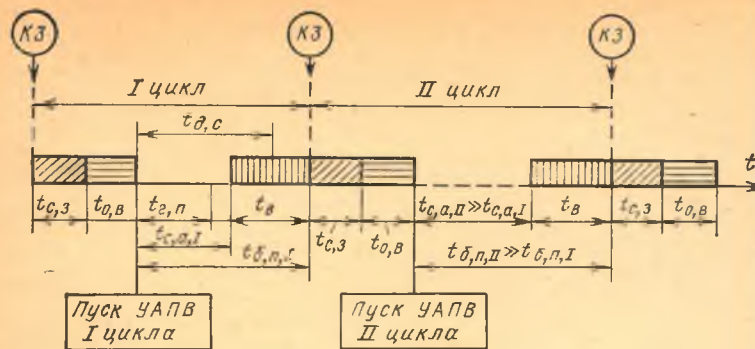


Рис. 4.2. Циклы АПВ и их составляющие (пуск от несоответствия).
 $t_{с,з}$ — время срабатывания защиты; $t_{о,в}$ и $t_{в}$ — времена отключения и включения выключателя соответственно; $t_{г,п}$ — бестоковая пауза; $t_{г,п}$ — время готовности привода; $t_{д,с}$ — время деионизации среды; $t_{о,а}$ — время УАПВ на срабатывание.

к. з. и при ТАПВ имеет для разных напряжений следующий порядок: до 35 кВ — 0,08 с; 110 кВ — 0,17 с; 220 кВ — 0,25 с; 500 кВ — 0,3—0,4 с. При ОАПВ $t_{д,с}$ значительно возрастает за счет влияния неотключенных фаз линии.

После отключения выключателя его привод должен прийти в состояние готовности к включению выключателя. Необходимое для этого время называется временем готовности привода $t_{г,п}$. У воздушных выключателей это время практически равно нулю, но у приводов масляных выключателей в зависимости от качества их регулировки, смазки и окружающей температуры имеет порядок 0,1—0,2 с, достигая 0,3—0,4 с при неблагоприятных условиях.

Требуемое значение $t_{с,а,И}$ в первом цикле при пуске от несоответствия подчинено условиям:

$$t_{с,а,И} \geq t_{г,п} + t_{зап}; \quad t_{с,а,И} \geq t_{д,с} - t_{в} + t_{зап}; \\ t_{с,а,И} \geq t_{г,в} - t_{в} + t_{зап}; \quad t_{с,а,И} \geq t_{вз} - t_{в} + t_{зап},$$

где $t_{г,в}$ — время готовности выключателя к отключению к. з. при неуспешном АПВ; $t_{в}$ — время включения выключателя; $t_{вз}$ — время возврата защиты, установленной со стороны питания; $t_{зап}$ — запас по времени, принимаемый обычно равным 0,4—0,5 с.

При пуске УАПВ от защиты в правую часть выражений добавляется время отключения выключателя.

Современные выключатели способны отключать два следующих немедленно одно за другим к. з. и для первого цикла $t_{г,в} \approx 0$. Поэтому для этого цикла обычно определяющим является первое условие. Для второго цикла определяющим является третье условие и $t_{с,а,п} \geq t_{г,в} = 15 \div 20$ с.

4.2. УСКОРЕНИЕ ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ ПРИ НАЛИЧИИ АПВ

Комбинируя определенным образом действия защиты и УАПВ, можно сокращать время отключения к. з. защитами с относительной селективностью. Такая операция называется ускорением действия защиты (УДЗ) и имеет три варианта: УДЗ после АПВ, УДЗ до АПВ и поочередное (ПО) АПВ.

Ускоренное действие защиты после АПВ. В зависимости от местоположения к. з. его отключение защитой с относительной селективностью может происходить с выдержкой времени. С другой стороны, само селективное действие защиты указывает, что к. з. лежит внутри, а не

вне защищаемого участка, что позволяет в случае неуспешного АПВ разрешить защите подействовать без выдержки времени. С этой целью вслед за осуществлением АПВ на время, достаточное для отключения выключателя, выводится выдержка времени наиболее чувствительной ступени защиты. На рис. 4.3 в пункте дана условно эта ступень (прочие ступени не показаны). При включенном выключателе контакт его реле положения «отключен» KQT разомкнут и ступень имеет заданную выдержку времени. Вслед за отключением его выключателя реле KQT действует, замыкает контакт и шунтирует реле времени KT .

В момент замыкания выключателя при его АПВ реле KQT , имеющее небольшое замедление на возврат, теряет питание, но еще не размыкает контакт и, если к. з.

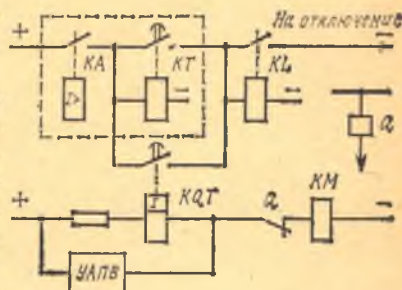


Рис. 4.3. Схема введения УДЗ после АПВ. KM — контактор включения Q .

устойчиво, защита действует мгновенно. В случае успешного АПВ выдержка времени защиты снова вводится после возврата реле *KQT*.

Если ранее отключенный выключатель оперативно включают на к. з., то отключение происходит также мгновенно. Поэтому такая схема применяется и при отсутствии АПВ на выключателях, включаемых для «опро-

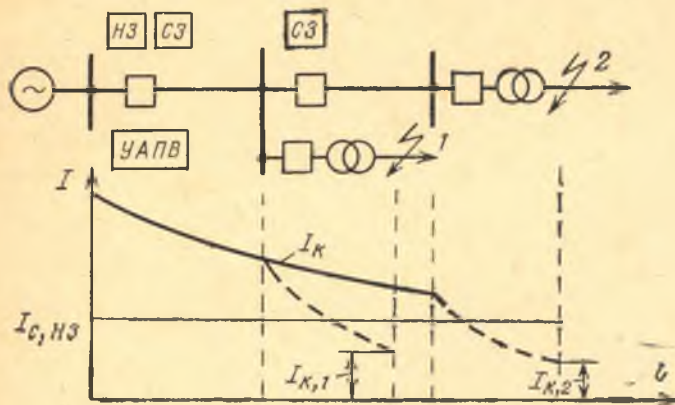


Рис. 4.4. Расстановка устройств РЗА и выбор тока срабатывания быстродействующей неселективной защиты (НЗ) головного участка при УДЗ до АПВ.

СЗ — селективные защиты с выдержкой времени.

бования» напряжением исправности элементов электроустановок, в частности сборных шин. УДЗ после АПВ применимо в любых электрических сетях и ввиду простоты его осуществления широко используется.

Ускоренное действие защиты до АПВ. Применяется на линиях с последовательно включенными участками (не более трех). Расстановка устройств защиты и автоматики показана на рис. 4.4. Ступень без выдержки времени имеет только защита головного участка. Эта ступень (реле *KA2*) неселективна, защищает все участки линии и отстроена от к. з. за трансформаторами подстанций. Прочие ступени защит участков имеют выдержки времени и селективны по общим правилам.

Принцип схемы введения УДЗ до АПВ поясняется рис. 4.5. В нормальном режиме реле ускорения защиты *KL2* обесточено, быстродействующая, неселективная сту-

пень защиты (НЗ) введена размыкающим контактом реле $KL2$ и при к. з. в любой точке линии мгновенно всю ее отключает.

При срабатывании УАПВ на обмотку $KL2$ поступает импульс в течение времени включения выключателя (после включения выключателя происходит возврат УАПВ и обмотка $KL2$ теряет питание). Контакты $KL2$ переключаются, выводя неселективную ступень, и после включения выключателя еще сохраняют это состояние на время задержки $KL2$ на возврат. Если к. з. устойчиво, то вновь сработавший пусковой орган селективной ступени создает питание цепи самоудерживания $KL2$ и НЗ остается выведенной, пока существует ток к. з., до селективного отключения к. з. защитой (СЗ) соответствующего участка. Таким образом, неустойчивые к. з. (которых большинство) отключаются мгновенно, а устойчивые в конечном итоге селективно (хотя и с выдержкой времени после АПВ).

Могут быть отмечены следующие недостатки УДЗ до АПВ: требуемая настройка НЗ не всегда осуществима; головной выключатель требует более частых ревизий; отказ УАПВ вызывает потерю питания всех потребителей.

Поочередное АПВ (ПО АПВ). Сочетает в себе эффекты УДЗ до и после АПВ. Расстановка устройств защиты и автоматики показана на рис. 4.6. Быстродействующие НЗ защищают каждая весь свой участок, а следовательно, и часть предыдущего (чем меньшую, тем лучше). Времена срабатывания УАПВ последовательно нарастают на ступень $\Delta t_{с,а}$ по мере удаления от источника питания. В зависимости от места к. з. мгновенно отключается либо только поврежденный, либо и последующий участок. Во втором случае первым с временем

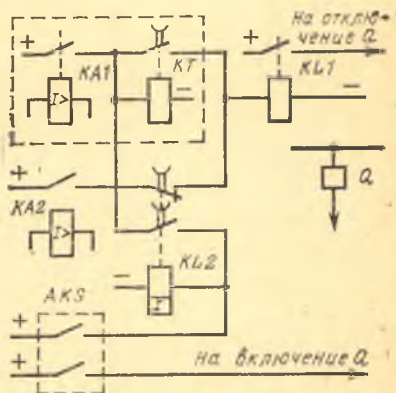


Рис. 4.5. Схема введения УДЗ до АПВ.

$KA1$, $KA2$ — неселективная и селективная ступени защиты головного участка; AKS — устройство АПВ.

$t_{c,a,i}$ ($i=1, 2$) действует УАПВ последующего участка, а АПВ поврежденного происходит позже, с временем $t_{c,a,(i+1)} = t_{c,a,i} + \Delta t_{c,a}$.

После АПВ участка НЗ остается еще введенной на время, достаточное для отключения выключателя (в случае к. з. на своем участке), а затем автоматически выводится ранее АПВ предыдущего участка. Поэтому, если к. з. устойчиво, мгновенно вторично отключается только

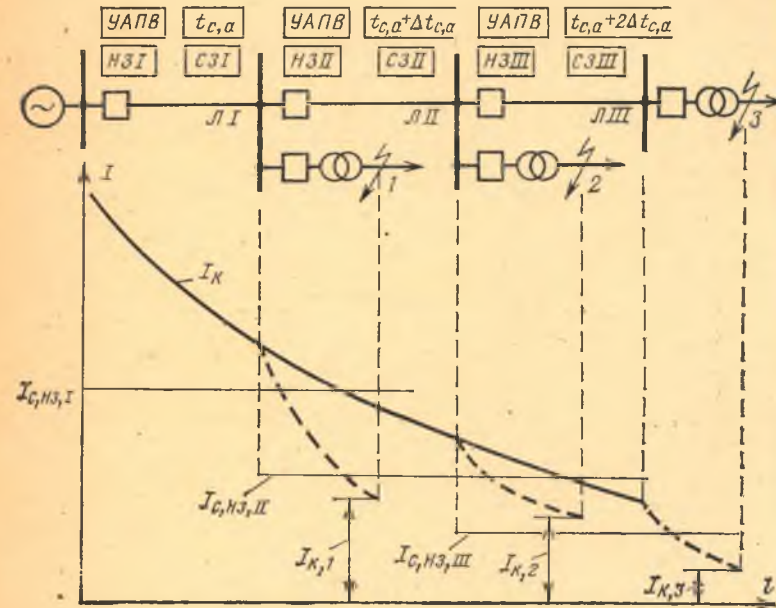


Рис. 4.6. Расстановка устройств РЗА и настройка быстродействующих ступеней (НЗ) защиты при поочередном АПВ.
СЗ — селективные ступени защит с выдержкой времени.

поврежденный участок и ликвидация к. з. происходит селективно и без выдержек времени. При отключении только одного участка и устойчивом к. з. оба раза действует НЗ этого участка.

Нарастание $t_{c,a}$ на $\Delta t_{c,a}$, $2\Delta t_{c,a}$... — недостаток, который можно частично устранить автоматическим исключением «добавок» к $t_{c,a}$, если после отключения к. з. сразу восстанавливается напряжение шин данной подстан-

ции или ток в питающей линии (это означает, что к. з. лежит вне зоны действия НЗ последующего участка и, следовательно, он не отключался). Как правило, ПО АПВ применяют не более чем для трех участков.

По завершении всех отключений и циклов АПВ на участках, оставшихся включенными, НЗ снова автоматически вводятся. Одна из схем управления НЗ при ПО АПВ показана на рис. 4.7. До АПВ НЗ введена контактом промежуточного реле *KL1*. Устройство АПВ, сработавшая, запускает реле времени *KI*, которое далее самоудерживается контактом *KT1*. По истечении времени, достаточного для отключения НЗ устойчивого к. з. на своем участке, замыкается импульсный контакт *KT2*. Реле *KL1* действует, выводит НЗ и самоудерживается до замыкания упорного контакта *KT3*, деблокирующего реле *KT*. Реле *KL1* теряет питание и снова вводит НЗ. Уставка контакта *KT3* должна превышать время полного цикла неуспешного АПВ предыдущего участка.

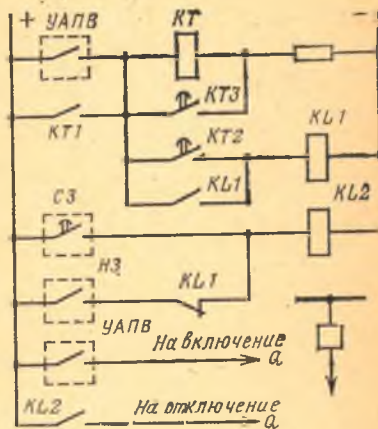


Рис. 4.7. Схема управления быстросрабатывающей неселективной ступенью защиты (НЗ) при поочередном АПВ.

СЗ — выходной контакт селективной ступени с выдержкой времени.

4.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ В СОЧЕТАНИИ С ДЕЙСТВИЯМИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ОТДЕЛИТЕЛЕЙ

Наличие АПВ позволяет заменять в некоторых цепях выключатели автоматическими отделителями (АО) и тем удешевлять электроустановки.

При повреждениях в цепях за отделителями неселективно отключаются выключатели питающих элементов, после чего в бестоковую паузу соответствующий АО изолирует поврежденный участок и перерыв питания неповрежденных элементов ликвидируется успешным АПВ выключателя. Соответствующие характерные схемы показаны на рис. 4.8. В схеме рис. 4.8,а защита трансфор-

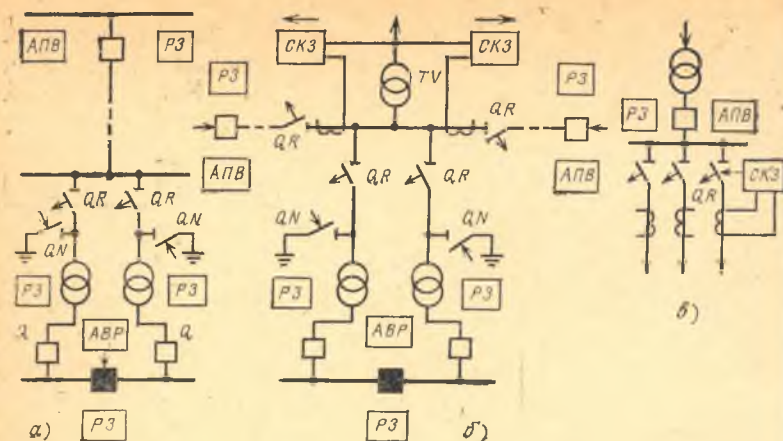


Рис. 4.8. Характерные схемы, сочетающие АПВ с действиями автоматических отделителей.

матора от внутренних повреждений отключает выключатель Q и действует на включение короткозамыкателя QN , что обеспечивает надежное отключение питающей линии. Исчезновение при этом тока в цепи короткозамыкателя является объективным признаком отключения питания и вызывает сигнал на отключение отделителя

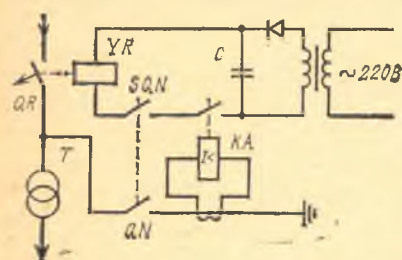


Рис. 4.9. Схема отключения отделителя в бестоковую паузу АПВ питающего элемента.

Поскольку после отключения питания на подстанции отсутствует напряжение, а постоянный оперативный ток на таких подстанциях, как правило, не применяется, для отключения QR используется энергия предварительно заряженного конденсатора. Сравнительно большое время включения короткозамыкателя является недостатком. Поэтому при наличии телеканала целесообразно параллельно с воздействием на QN посылать сигнал телеотключения линии.

В схеме рис. 4.8,б АПВ двукратное. При к. з. на линии она отключается с обоих концов, а направлен-

ный счетчик коротких замыканий (СКЗ) поврежденного участка фиксирует к. з. Далее происходит первое двустороннее АПВ. Если оно успешно, показание счетчика сбрасывается. При неуспешном АПВ счетчик фиксирует второе к. з. и по этому признаку, а также при отсутствии тока в линии и напряжения на подстанции отключается *QR* поврежденного участка. Затем второе АПВ восстанавливает питание подстанции по неповрежденному участку.

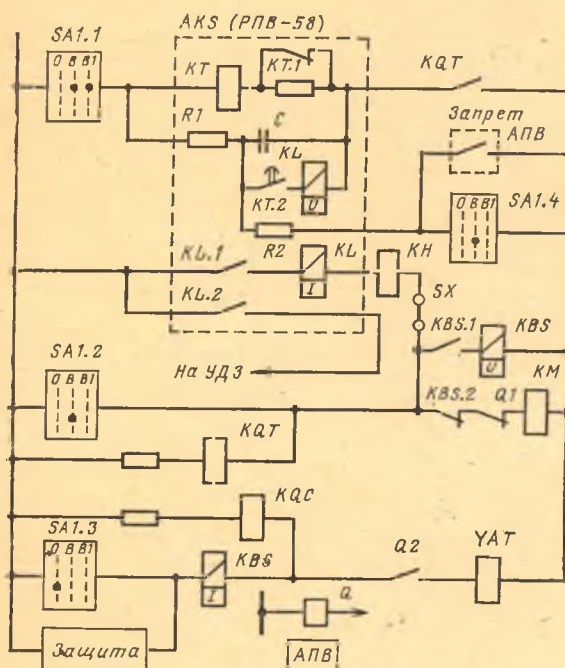
В схеме рис. 4.8,в АПВ также двукратное. При к. з. на линии ее СКЗ фиксирует к. з. Если первое АПВ выключателя успешно, все этим кончается, если нет, СКЗ фиксирует второе к. з. и *QR* отключается, а второе АПВ восстанавливает питание прочих линий. Для таких схем выпускаются *QR* на напряжение 10 кВ и ток 100 А, с встроенным СКЗ и управляющим им реле тока прямого действия [17].

4.4. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ АПВ

Требованиям к УАПВ полностью удовлетворяет устройство однократного АПВ типа РПВ-58. На рис. 4.10 показана его схема для масляного выключателя с пуском от несоответствия и ключом управления *SA1* с фиксированными положениями; оперативный ток — постоянный.

Контакты *SA1.2* и *SA1.4* замкнуты во время существования команды «включить» и *SA1.3* — соответственно команды «отключить». Контакт *SA1.1* после команды «включить» остается замкнутым до подачи команды «отключить». После оперативного отключения выключателя *Q* конденсатор *C* разряжен и начинает заряжаться через резистор *R1* (сотни килоом) после подачи команды «включить». По окончании зарядки *C* (порядка 20 с) устройство готово к действию. Если *Q* отключается, то срабатывает реле положения выключателя *KQT* и (при замкнутом контакте *SA1.1*) запускается термически стойкое реле времени *KT*, уставкой которого соответствует времени $t_{с.а.}$ При срабатывании *KT* конденсатор импульсно разряжается на параллельную обмотку реле *KL*, которое кратковременно срабатывает и замыкает цепь контактора *KM* включения выключателя. При этом последовательная обмотка реле *KL* самоудерживает его в состоянии действия до включения выключателя (раз-

В случае неуспеха АПВ снова запускается и срабатывает реле KT , но так как время зарядки C велико, то он не успевает достаточно зарядиться за время от-



ключения к. з. защитой, реле KL не срабатывает и повторное АПВ не происходит. Конденсатор C остается зашунтированным сопротивлением обмотки KL , много меньшим сопротивления $R1$, и напряжение на нем остается малым. Контакт $SA1.4$ служит для быстрой разрядки C через небольшое сопротивление $R2$ при подаче команды «включить» и исключения АПВ при оперативном включении выключателя на к. з.

Единственным повреждением в схеме, вызывающим многократное АПВ на устойчивое к. з., является сваривание контакта *KL.1* (после действия устройства). Для выведения в этом случае УАПВ из действия служит двухобмоточное реле *KBS* (являющееся принадлежностью привода выключателя).

При сварившемся контакте *KL.1* в цепь включения непрерывно подается плюс оперативного тока. Если к. з. устойчиво и снова действует защита, то последовательная обмотка реле *KBS* обтекается током в течение времени отключения выключателя (малого) и реле *KBS* импульсно срабатывает, замыкая контакт *KBS.1* и размыкая *KBS.2*. Поскольку сохранена команда «включить», реле *KBS* становится на самоудерживание своей параллельной обмоткой и контакт *KBS.2* блокирует цепь контактора включения. Аналогично действует *KBS*, если при еще не снятой оперативной команде «включить» срабатывает защита. Если устройство исправно, то самоудерживания реле *KBS* не происходит, его якорь отпадает ранее срабатывания реле *KQT* и оно не препятствует осуществлению АПВ.

Устройство АПВ типа РПВ-358, предназначенное для питания от выпрямленного напряжения переменного оперативного тока, имеет схему, аналогичную схеме РПВ-58, но с добавлением полупроводникового диода в цепи зарядки конденсатора, предотвращающего разрядку последнего во время к. з. и перерывов питания [16, 17, 35].

Устройство двукратного действия типа РПВ-258 выполнено также на базе устройства РПВ-58, но имеет два контура *RC* для первого и второго циклов и импульсный контакт в реле времени. Время $t_{с,а,1}$ задается на импульсном и $t_{с,а,II}$ на упорном контакте реле *KT* [17, 35].

В пусковую цепь УАПВ воздушных выключателей дополнительно вводится контакт промежуточного реле, управляемого минимальными реле давления воздуха в резервуарах выключателя, размыкающийся при недопустимом понижении давления.

Для выключателей с пружинно-грузовым приводом разработан ряд схем АПВ [16, 17], использующих специальные вспомогательные контакты этих приводов. Одна из возможных схем однократного АПВ, содержащая из релейной аппаратуры только реле времени *KT*

(настраиваемое на время $t_{с,а}$) и указательное KH , показана на рис. 4.11. Контакт готовности привода $SQ.2$ замыкается при полностью заведенных включающих пружинах, контакт $SQ.3$ замкнут, пока пружины не заведены; M — электродвигатель завода пружин. Контакт $SQ.1$ замыкается только после отключения выключателя защитой через отдельный электромагнит YAF или самопроизвольно (но не при дистанционном отключении от

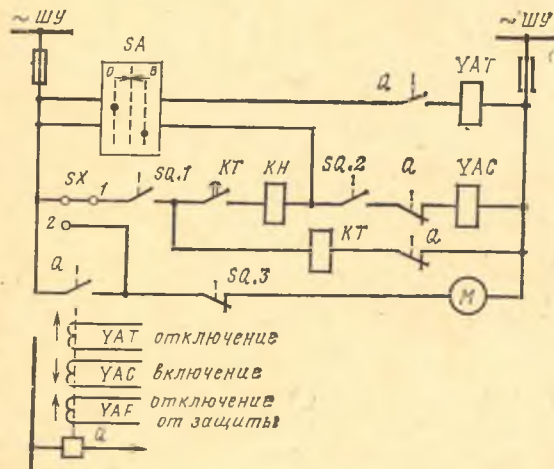


Рис. 4.11. Устройство однократного АПВ на переменном оперативном токе для выключателя с пружинным приводом.

электромагнита YAT или вручную), чем исключается АПВ после операции «отключить». Однократность АПВ и его запрет после оперативного включения на к. з. обеспечивается тем, что автоматический завод пружин происходит только при включенном выключателе, т. е. если включение успешно. Начальный завод пружин осуществляется перестановкой накладки SX в положение 2, самовозврат — по истечении времени завода пружин (замыкания $SQ.2$), зависящего от регулировки привода (6—15 с). Исключение многократных АПВ в случае сваривания контакта $SQ.1$ происходит за счет использования импульсного контакта KT . Схемы двухкратного АПВ приведены в [16, 17].

4.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

На обоих концах линии предусматриваются однократные устройства АПВ. В режиме работы обеих линий операции АПВ должны начинаться только после двустороннего отключения поврежденной линии. Приемный конец отключает направленная защита с нулевой или небольшой выдержкой времени, тогда как питающий конец может отключать резервная защита с большим временем. Поэтому $t_{с,а}$ приемного конца должно быть больше времени $t_{с,а}$ питающего конца. Однако это несущественно, так как при работе одной линии выключатель приемного конца не отключается, а в режиме двух линий сохраняется питание по неповрежденной линии.

Обозначив для данного конца линии через $t_{с,а}$ уставку УАПВ, $t_{в}$ — время включения выключателя и через $t_{з}$ и $t_{з,п}$ — времена защиты соответственно данного и противоположного концов, можно записать для пуска УАПВ от несоответствия и одинаковых времен отключения выключателей (как это обычно бывает):

$$t_{с,а} \geq t_{з,п} - t_{з} - t_{в} + t_{д,с} + t_{зап}. \quad (4.1)$$

При этом для своего конца учитывается минимальное время защиты, а для противоположного — максимальное с учетом случая каскадного действия [17].

Если в режиме двух линий АПВ питающего конца неуспешно, то АПВ приемного конца само по себе бесполезно, но приводит к еще одному включению на к. з., что может быть нежелательным. Тогда в пусковую цепь УАПВ приемного конца вводится замыкающий контакт реле напряжения, питаемого от устройства отбора напряжения линии, и АПВ приемного конца происходит только в случае успешного АПВ питающего конца.

4.6. ТРЕХФАЗНОЕ АПВ ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

При повреждениях линий с двусторонним питанием они отключаются защитой с обеих сторон и для осуществления их АПВ необходимы УАПВ на выключателях обоих концов линии, действия которых должны быть согласованными. Во избежание чрезмерного возмущения в системе АПВ линий с двусторонним питанием осуществляется только однократно. После отключения линии и затухания переходного процесса, вызванного к. з., на-

пряжения по концам линии могут оказаться синхронными или несинхронными.

Первый случай соответствует наличию параллельных отключившейся линии электрических связей, достаточно сильных для сохранения синхронной или результирующей устойчивости параллельной работы системы. Во втором случае указанные параллельные связи оказываются либо отсутствующими, либо настолько слабыми, что устойчивость параллельной работы нарушается и возникает асинхронный режим.

При сохранении синхронизма напряжения по концам отключившейся линии оказываются сдвинутым на относительно небольшой угол, обусловленный нагрузкой параллельных связей, и при осуществлении АПВ этот угол является углом включения (см. § 2.2).

При потере синхронизма необходимо определить угол включения и скольжение в момент включения, допустимые по условиям динамического воздействия на синхронные машины, а также сохранения синхронной или результирующей устойчивости параллельной работы после АПВ и в зависимости от полученного результата и конкретных условий выбрать способ осуществления АПВ.

Возникающий в линии ток включения распределяется по синхронным машинам части системы, связанной с данным концом линии. Чем больше количество этих машин, тем меньшая доля тока в линии приходится на каждую из них. (Наличие оставшихся параллельных связей как при сохранении, так и нарушении синхронизма также способствует уменьшению тока включения в синхронных машинах [10].) Это, а также то, что коэффициент запаса по электромагнитному моменту на валу машины (см. § 2.2) для редких (аварийных) включений посредством АПВ принимается меньшим, чем при синхронизации отдельного генератора, позволяет осуществлять АПВ с углами включения, много превышающими значения, допускаемые при точной синхронизации.

Синхронизм можно считать сохраняющимся при наличии трех и более надежных параллельных связей. В таких случаях осуществляется АПВ без проверки наличия синхронизма. При этом выдержки времени УАПВ принимаются с запасом, большим наибольшего времени отключения защитой противоположного конца линии (быстродействие АПВ в данном случае несущественно). Со-

ответственно АПВ концов линии происходит поочередно. Если АПВ конца линии, включаемого первым, неуспешно, то АПВ другого конца и не восстанавливает связь по линии и имеет небольшую вероятность успеха (как второе АПВ на устойчивое к. з.), но увеличивает возмущение в системе. Если последнее нежелательно, то

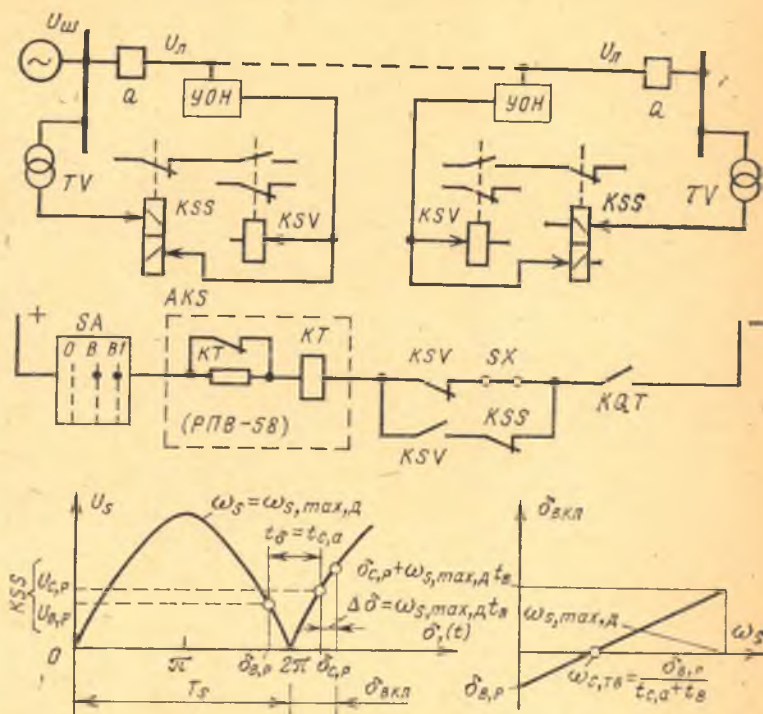


Рис. 4.12. Пусковая цепь и диаграммы действия устройства АПВОС. УОН — устройство отбора напряжения линии; SA — ключ управления с фиксацией положений.

пусковую цепь УАПВ следует дополнить замыкающим контактом реле напряжения, включенным на напряжение линии, разрешающим АПВ, если это напряжение восстановилось. Для уравнивания количества отключений к. з. выключателями линии целесообразно менять очередность их включений. Для этого реле напряжения линии предусматриваются на обоих ее концах и включаются, как реле KSV, показанные на рис. 4.12. При

этом первое АПВ можно разрешать по признаку отсутствия напряжения линии, вводя в пусковую цепь УАПВ размыкающий контакт реле напряжения.

Если одновременное отключение всех параллельных связей маловероятно, но возможно в редком случае наложения аварийного режима на ремонтный, то используется АПВ с проверкой наличия синхронизма, называемое также АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС). При таком способе АПВ на обоих концах линии используются реле напряжения, как в случае АПВ без проверки синхронизма, и УАПВ выключателя, включаемого первым, действует по признаку отсутствия напряжения на линии. В пусковую цепь УАПВ, действующего вторым, дополнительно вводится размыкающий контакт реле контроля синхронизма KSS , реагирующего на геометрическую разность напряжений линии и шин (см. § 2.3), дающую информацию о значении сдвига фаз этих напряжений. (Реле KSS имеет две обмотки, включаемые на напряжения линии и шин. Разность магнитных потоков обмоток соответствует разности указанных напряжений). Угол возврата $\delta_{в,р}$ реле KSS (и замыкания его контакта) выбирается большим угла δ_n , обусловленного нагрузкой параллельных связей при сохранении синхронизма. Поэтому при наличии напряжения на линии (успешное АПВ противоположного конца) и сохранении синхронизма реле KSS разрешает АПВ. В случае потери синхронизма угол между напряжениями линии и шин начинает меняться с частотой скольжения, и к реле KSS оказывается подведенным напряжение биений (см. § 2.3). При этом в каждом периоде биений контакт реле KSS замкнут в течение времени t_s прохождения суммы углов его возврата $\delta_{в,р}$ и срабатывания $\delta_{с,р}$. Если угловая частота скольжения ω_s настолько невелика, что время $t_s = (\delta_{в,р} + \delta_{с,р}) / \omega_s$ больше или равно времени уставки $t_{с,а}$ устройства АПВ, то последнее успевает подействовать. В противном случае устройство АПВОС «ожидает», пока значение скольжения не станет меньшим или равным $\omega_{s,max,д} = (\delta_{в,р} + \delta_{с,р}) / t_{с,а}$. Шкала выпускаемого реле KSS типа РН-54 имеет градуировку по углу отпущения $\delta_{в,р}$ в пределах 20—40° [24]. Выведением указателя уставки за пределы шкалы значение $\delta_{в,р}$ может быть сделано несколько большим 40° эл. град. Коэффициент возврата реле KSS равен 1,25.

Принцип выполнения пусковой цепи устройства АПВОС с использованием комплекта РПВ-58 и диаграммы, поясняющие функционирование устройства, представлены на рис. 4.12. Прочие цепи выполняются соответственно схеме рис. 4.10. Устройства АПВОС на обоих концах линии идентичны. Накладка SX наложена на конце, включаемом первым по признаку отсутствия $U_{л}$. На другом конце, включаемом с проверкой синхронизма (при наличии $U_{л}$), накладку снимается. На диаграмме действия реле KSS принят предельный случай $\omega_s = \omega_{s, max, д}$ (реле времени KT с уставкой $t_{c, a}$ срабатывает в момент достижения угла $\delta_{c, p}$), при котором угол включения наибольший. Если $\omega_s \rightarrow 0$, угол включения стремится к $-\delta_{в, p}$. Время $t_{c, a}$ выбирается большим времени отключения противоположного конца линии (как при АПВ без проверки синхронизма). Наибольшая угловая частота скольжения $\omega_{s, max, д}$, при которой устройство АПВОС еще может подействовать, как правило, мала.

Например, при $\delta_{в, p} = 40^\circ$, $\delta_{c, p} = 50^\circ$, $t_{c, a} = 1,5$ с и времени выключения $t_{в} = 0,3$ с значение $\omega_{s, max, д} = \frac{40 + 50}{1,5} = 60^\circ$ в секунду

и соответствует частоте скольжения всего $f_{s, max, д} = 1/6$ Гц. Наибольший угол включения при этом $\delta_{max, д} = 50 + 60 \cdot 0,3 = 68^\circ$. При меньшей уставке KSS значение $\omega_{s, max, д}$ еще меньше. Поэтому устройство АПВОС практически может только проверять наличие синхронизма.

Одним из примеров использования АПВОС является случай коммутации конца линии через два выключателя. При этом всегда сначала осуществляется АПВ только одного из выключателей, а второй включается устройством АПВОС, если АПВ первого выключателя успешно.

Для одиночных линий, не имеющих параллельных связей, существуют три разновидности ТАПВ, используемые в зависимости от конкретных условий: несинхронное (НАПВ), быстродействующее (БАПВ), с улавливанием синхронизма (АПВУС).

Несинхронное АПВ осуществляется без каких-либо ограничений по углу включения, а потому значение последнего может оказаться равным $\pm 120 \div 135^\circ$, при котором синхронные машины испытывают наибольшие динамические воздействия. Как было показано в § 2.2, условие допустимости такого включения основывается на определении допустимого тока включения с углом 180° , исходя из (2.13), в котором коэффициент k_m запаса по электромагнитному моменту принимается порядка 1,2—

1,3. Соответственно этому нормированы с некоторыми округлениями максимально допустимые при НАПВ значения токов включения с углом 180° (в ветвях генераторов). Если ЭДС синхронных машин после отключения линии не повышаются более чем на 5%, то эти значения, отнесенные к номинальному току генератора, равны [10]:

для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов

$$\frac{I''_{\pi, \text{max}, \text{д}}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,84}{x''_d}, \quad (4.2)$$

для турбогенераторов

$$\frac{I''_{\pi, \text{max}, \text{д}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,7}{x''_d}. \quad (4.3)$$

Если известно, что за счет сброса нагрузки в цикле НАПВ возможно существенное повышение частоты вращения и ЭДС машин (до 1,5 у гидро- и до 1,2 у турбогенераторов), то для всех генераторов принимается

$$\frac{I''_{\pi, \text{max}, \text{д}}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,625}{x''_d}. \quad (4.4)$$

Если синхронные компенсаторы отделяются вместе с генераторами, значительно повысившими свою частоту (например на ГЭС, где часть генераторов работает в генераторном и часть — в компенсаторном режиме), то для них применяется условие (4.4).

Кроме условия допустимости НАПВ по углу включения проверяется сохранение устойчивости (синхронной или результирующей) после АПВ. По большей части это условие выполняется, особенно в концентрированных системах, при преобладании турбоагрегатов вследствие их большого асинхронного момента (см. § 2.4) и скорости регулирования частоты вращения [10].

Для расчета НАПВ составляется схема замещения и для ЭДС генераторов, равных $(1-1,05)U_{\text{ном}}$, определяется распределение тока включения с углом π по ветвям генераторов с проверкой допустимости этих токов. При этом ветви нагрузок отбрасываются. В случае отрицательного результата и наличия существенных местных нагрузок расчет повторяется с введением в схему замещения ветвей этих нагрузок (отсасывающих от генераторов часть тока включения) с параметрами: ЭДС нагрузки $E''_H = 0,9U_{\text{ном}}$ и относительное сопротивление на-

грузки $x_n=0,35$ [10, 34]. Если результат положителен, НАПВ допустимо. Пример расчета НАПВ приведен в [34].

Включение концов линии при НАПВ производится поочередно, с контролем напряжения линии посредством реле KSV, как при АПВОС.

При выполнении НАПВ возникает возможность неправильных действий некоторых видов релейной защиты, обусловливаемых следующими двумя причинами: возникновением больших токов и пониженных напряжений в некоторых точках системы и возможным асинхронным режимом после АПВ, когда углы включения оказываются достаточно большими; кратковременным появлением в момент АПВ токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей вследствие неодновременности замыкания фаз выключателя.

Ряд способов предотвращения неправильных действий защиты при НАПВ рассмотрен в [17].

Допустимость НАПВ для силовых трансформаторов и автотрансформаторов проверяется сравнением тока включения с углом π с предельным по прочности трансформаторов током трехфазного к. з. на их зажимах $I_{к,расч}$, определяемым согласно ГОСТ 18685-79 с учетом сопротивления питающей сети, задаваемого мощностью к. з. S_k в последней:

$U_{ном}, кВ.$	6—10	35	110	150	220	330	500	750
$S_k, МВ·А$	500	2 500	15 000	20 000	25 000	35 000	50 000	75 000

При этом расчетная величина тока трехфазного к. з. определяется по выражению

$$I_{к, расч} = \frac{I_{ном}}{u_k \left(1 + \frac{S_{ном}}{S_k}\right)},$$

где $I_{ном}$, $S_{ном}$ — номинальные параметры трансформатора, А и МВ·А; u_k — напряжение к. з. трансформатора, отн. ед.

Соответственно кратность допустимого тока несинхронного включения

$$\frac{I_{вкл, макс. д.}}{I_{ном}} \leq k_t \frac{1}{u_k \left(1 + \frac{S_{ном}}{u_k S_k}\right)},$$

где k_T — коэффициент, учитывающий возможность повышения в цикле НАПВ ЭДС турбогенераторов (до $1,2U_{ном}$) и гидрогенераторов (до $1,5U_{ном}$):

$E''_q / E_{ном}$	1,05	1,2	1,5
k_T	1	0,95	0,85

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов допустимый ток определяется для каждой из обмоток при питании с двух других сторон, причем за u_k принимается меньшее из значений, содержащих сопротивление рассматриваемой обмотки.

При одинаковой мощности допустимые для трансформаторов токи в 2—3 раза больше, чем для генераторов, и указанная проверка нужна, если мощность транс-

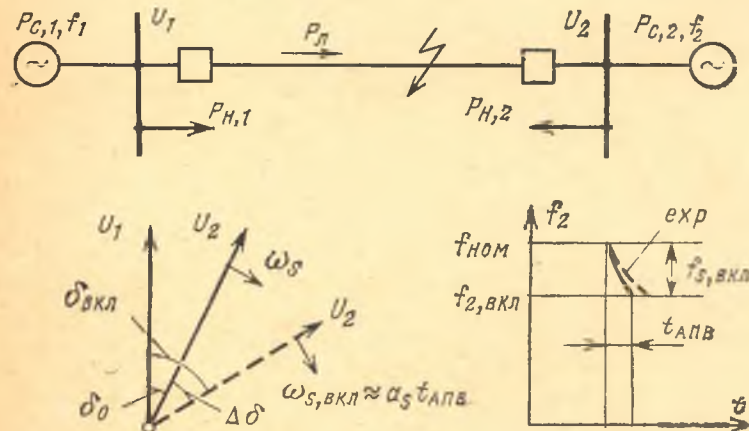


Рис. 4.13. К расчету быстродействующего АПВ.

форматоров меньше мощности генераторов (например, трансформаторов и автотрансформаторов связи).

Быстродействующее АПВ имеет цикл около 0,35—0,5 с, может быть применено при наличии на линии быстродействующих защиты и выключателей и осуществляет АПВ с ограниченным углом включения. Команды на повторное включение обоих концов линии подаются немедленно после отключения выключателей, с учетом только времени деионизации среды $t_{д,с}$ и практически одновременно. (Время готовности привода быстродействующих выключателей мало в сравнении с временем $t_{д,с}$.)

В нормальном режиме передачи по линии мощности $P_{\text{л}}$ напряжение U_1 передающего конца опережает на угол δ_0 напряжение U_2 приемного конца линии (рис. 4.13). После отключения линии в передающей части энергосистемы возникает избыток $+P_{\text{л}}$, а в приемной части — дефицит $P_{\text{л}}$ активной мощности и соответственно повышение и понижение частоты, влекущие изменение начального угла δ_0 на $\Delta\delta$. Считая приближенно, что за малое время существования к. з. изменение угла происходит по тому же закону, что и при разрыве линии, принимают общую длительность изменений угла равной циклу БАПВ. Если мощность $P_{\text{с},1} \gg P_{\text{с},2}$, то можно рассматривать только понижение частоты f_2 . Экспоненциальное ее изменение (см. гл. 5) за малое время цикла БАПВ допустимо заменить равноускоренным (рис. 4.13) с ускорением a_s [17]:

$$a_s = \frac{P_{\text{л}} \omega_{\text{НОМ}}}{P_{\text{с},2} T_J},$$

где T_J — приведенная к мощности $P_{\text{с},2}$ постоянная времени механической инерции агрегатов электростанций и нагрузки, с.

Соответственно изменение угла, град., за время $t_{\text{АПВ}}$ цикла БАПВ равно [17]:

$$\Delta\delta = a_s \frac{t_{\text{АПВ}}^2}{2} = 9000 \frac{P_{\text{л}}}{P_{\text{с},2}} t_{\text{АПВ}}^2$$

и угол включения равен: $\delta_{\text{вкл}} = \delta_0 + \Delta\delta$.

Время цикла БАПВ равно:

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{з}} + t_{\text{о, в}} + t_{\text{б, п}},$$

где $t_{\text{з}}$ и $t_{\text{о, в}}$ — времена быстродействующей защиты и отключения выключателя соответственно; $t_{\text{б, п}} > t_{\text{д, с}}$ — бес-
токовая пауза.

Если мощности $P_{\text{с},1}$ и $P_{\text{с},2}$ соизмеримы, то определяются и суммируются изменения углов $\Delta\delta_1$ и $\Delta\delta_2$ в каждой системе. При этом $\delta_{\text{вкл}} = \delta_0 + \Delta\delta_1 + \Delta\delta_2$.

Допустимость включения с найденным углом $\delta_{\text{вкл}}$ проверяется его сопоставлением с углом $\delta_{\text{max, д}}$, определяемым исходя из токов включения, допустимых при НАПВ, с использованием графиков рис. 2.4, как объяснено в § 2.2. При отрицательном результате БАПВ неприемлемо по воздействиям на синхронные машины.

В случае положительного результата определяется угловая частота скольжения в момент включения $\omega_{s, \text{вкл}} = \omega_{\text{ном}} + a_s t_{\text{АПВ}}$ и по известным правилам проверяется динамическая устойчивость передачи. Если и здесь ответ положителен, то БАПВ удовлетворяет обоим требованиям и может быть использовано. В противном случае необходимо применить АПВУС.

Пуск устройств БАПВ производится от быстродействующей основной защиты линии. В случае отказа этой защиты на одном из концов линии и отключения его резервной защитой с выдержкой времени БАПВ этого конца отсутствует. Однако на другом конце линии происходит бесполезное неуспешное БАПВ на еще не отключенное к. з. и АПВ линии в целом неуспешно. Наиболее полноценное устранение этого недостатка — установка на линии двух быстродействующих защит. Другой способ — разрешение пуска устройств БАПВ только при отсутствии на линии напряжений прямой и обратной последовательностей, свидетельствующих о наличии на линии неотключенного симметричного или несимметричного к. з. В этом случае БАПВ другого конца успешно, а конец, отключенный резервной защитой, может затем включиться от вступающего в действие другого устройства АПВ с ограниченным углом включения (АПВОС или АПВУС). Недостаток этого способа — необходимость трехфазного отбора напряжения линии.

Ввиду кратковременности цикла БАПВ частота в приемной части системы обычно не успевает снизиться до уровня начала действий устройств автоматической частотной разгрузки (см. гл. 5), в чем одно из достоинств БАПВ.

Как и при НАПВ, могут потребоваться меры для предотвращения неправильных действий защиты.

Устройства АПВ с улавливанием синхронизма отличаются от устройств АПВОС более совершенным элементом контроля (улавливания) синхронизма, подобным автоматическому синхронизатору (см. § 2.3), что позволяет осуществлять АПВ с ограниченным углом включения при скольжениях, много больших скольжений, разрешаемых устройствами АПВОС. Выключатели линии включаются поочередно, как при АПВОС.

В противоположность НАПВ и БАПВ, допустимых лишь при определенных условиях, АПВУС может быть применено в любых случаях. Устройства АПВУС исполь-

зуют напряжение биений и принцип синхронизации с углом опережения, постоянным или дискретно меняющимся в функции скольжения [17, 18].

На рис. 4.14 показана схема одного из простейших УАПВУС, основанная на использовании описанной в § 2.3 схемы синхронизатора с одним постоянным углом опережения и комплекта РПВ-58 (см. рис. 4.10) с небольшими изменениями его внутренних соединений. В схеме показан ключ управления SA с фиксацией положений. В отличие от УАПВОС используются два реле контроля синхронизма $KSS1$ и $KSS2$.

Команда на включение подается с углом опережения $\delta_{оп} = \text{const}$ (при угле возврата $\delta_{вр,2}$ реле $KSS2$). Скольжение контролируется на протяжении угла контроля $\delta_k = \delta_{вр,1} - \delta_{вр,2}$, где $\delta_{вр,1}$ — угол возврата реле $KSS1$. Включение разрешается, если реле времени $KT1$ успеет сработать ранее возврата реле $KSS2$, т. е. когда $\omega_s \leq \frac{\delta_{вр,1} - \delta_{вр,2}}{t_k}$, где t_k — уставка реле $KT1$, не зависящая

от времени отключения противоположного конца линии. Максимальный допустимый угол включения $\delta_{max,д}$ определяется, как при БАПВ. Соответственно этому углу максимально допустимая угловая частота скольжения определяется по выражению

$$\omega_{s, max, д} = \frac{\delta_{max, д} - \delta_{оп}}{t_{в}},$$

где $t_{в}$ — время включения выключателя.

Действительные максимальные значения $\delta_{вкл}$ и ω_s зависят от выбора значений $\delta_{вр,1}$, $\delta_{вр,2}$ и t_k , поскольку максимальное значение $\omega_{s, max} = \delta_k / t_k$.

Неравенство напряжений линии и шин и непостоянство ω_s вносят погрешности в приведенные выше расчетные соотношения. Наименьшие погрешности от практически возможных неравенств напряжений имеют место при выборе уставок реле $KSS1$ и $KSS2$ в пределах от 60 до 30° [18], т. е. при их принудительном выборе, а это ограничивает возможности АПВУС по значению $\omega_{s, max, д}$. Так, при выборе $\delta_{вр,1} = 60^\circ$ и $\delta_{вр,2} = 30^\circ$ и минимально возможной уставке реле $KT1$, равной $t_k = 0,1$ с, наибольшее допустимое значение $\omega_{s, max, д} = \frac{60 - 30}{0,1} = 300^\circ$ в секунду, что

соответствует частоте скольжения $f_{s, max, д} = 300 / 360 = 0,835$ Гц. Получающийся при принудительном выборе

значения $\omega_{s, \max, d}$ наибольший угол включения может оказаться меньшим рассчитанного допустимого угла $\delta_{\max, d}$, и возможности АПВУС оказываются недоиспользованными. Повышение возможностей АПВУС требует увеличения угла опережения. С этой целью разработана довольно сложная схема АПВУС, выбирающая три разных угла опережения в трех разных диапазонах сколь-

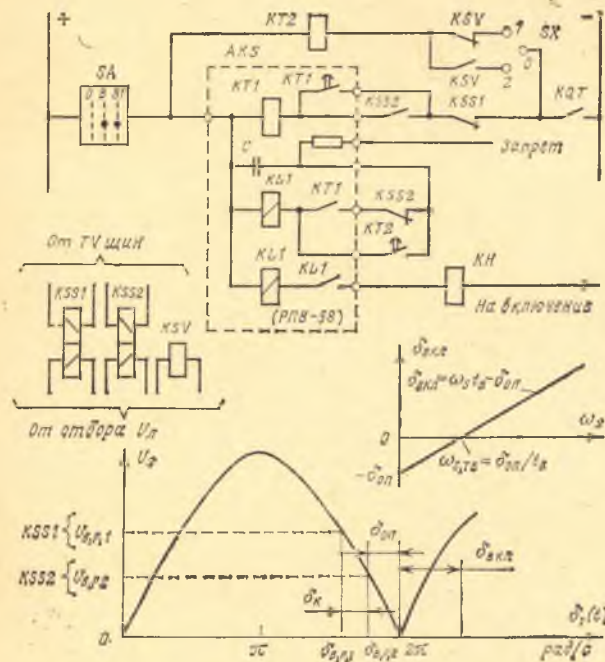


Рис. 4.14. Схема устройства АПВУС, использующая принцип синхронизации с постоянным углом опережения.

жения [17, 18]. Более перспективно усовершенствование устройства АПВУС путем использования синхронизатора с постоянным временем опережения типа СА-1 (см. § 2.3), обеспечивающего угол опережения до 120° , учитывающего ускорение a_s и нечувствительного к значительным неравенствам напряжений.

В схеме рис. 4.14 накладка SX на конце линии, включаемом с улавливанием синхронизма, удаляется, а на конце, включаемом первым с контролем отсутствия напряжения, устанавливается в положение 0—1. Уставка

реле времени *KT2* отстраивается от времени отключения противоположного конца линии. По своему принципу синхронизатор не действует при отсутствии скольжения, что предопределяет применение АПВУС на одиночных линиях. Если, однако, возможен и режим с наличием обходных связей, то установкой накладки *SX* в положение 0—2 схема АПВУС дополняется схемой АПВОС.

4.7. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ АПВ ШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

При повреждениях на сборных шинах защита отключает все питающие их присоединения. Основное назначение АПВ шин (АПВШ) — повторная подача на шины напряжения в целях восстановления электроснабжения питаемых от шин потребителей при неустойчивых повреждениях. Эта задача решается посредством АПВ одного из отключившихся питающих присоединений. Если это АПВ успешно, то может ставиться вторая задача — автоматическое восстановление первоначальной схемы путем последовательного АПВ остальных питающих присоединений. Последнее целесообразно на подстанциях в районах сильного загрязнения атмосферы выбросами промышленных предприятий, а также на не телемеханизированных подстанциях без постоянного дежурного персонала.

В случаях, когда отключение к. з. на шинах возлагается на защиту, установленную на противоположных концах питающих линий, повторная подача на шины напряжения производится путем АПВ выключателей этих концов и специальные устройства АПВШ не предусматриваются. Если шины имеют специальную защиту (например, дифференциальную), то для АПВШ используются устройства АПВ отключаемых этой защитой питающих присоединений в пределах самой подстанции. При этом вначале осуществляется АПВ только одного заранее выбираемого питающего присоединения и в случае его успеха может решаться упомянутая вторая задача АПВШ.

Для обеспечения действия УАПВ при повреждениях как на линии, так и на шинах, в них предусматривается вторая, параллельная основной пусковая цепь, содержащая размыкающий контакт реле, контролирующего наличие напряжения на шинах, и вводимая в действие (накладкой) на присоединении, выбранном для осу-

ществления АПВШ. При повреждениях на линии эта цепь разомкнута, поскольку на шинах сохраняется напряжение. В случае успешного АПВШ для устройств АПВ остальных отключившихся питающих линий создаются условия, аналогичные успешному АПВ противоположного конца линии. Автоматическое повторное включение секционных и шиносоединительных выключателей производится по признаку наличия по обе их стороны синхронных напряжений. Во избежание срабатывания устройств АПВ прочих питающих линий в случае неуспешного АПВШ в их основную пусковую цепь вводится замыкающий контакт реле, контролирующего наличие напряжения на шинах, разрешающий АПВ только при наличии этого напряжения. Устройства АПВ питающих линий, автоматическое включение которых после успешного АПВШ нецелесообразно, блокируются (разрядкой конденсатора комплекта РПВ-58) при действии защиты шин. Для выполнения описанных мероприятий предусматриваются соответствующие накладки в УАПВ.

При автоматическом восстановлении исходной схемы недопустимо одновременное включение выключателей, перегружающее аккумуляторную батарею подстанции. Поэтому времена срабатывания соответствующих УАПВ должны выбираться различными. При большом числе питающих линий это приводит к нежелательному завышению указанных времен. Во избежание этого может применяться специальная схема включения питающих присоединений в заранее установленной последовательности [17].

При АПВШ от одного питающего присоединения и устойчивом повреждении шин ток к. з. может оказаться меньшим тока срабатывания защиты шин. В таких случаях защита шин дополняется комплектом чувствительных токовых реле, действие которых разрешается только кратковременно в цикле АПВШ по принципу ускорения действия защиты после АПВ (см. § 4.2).

Автоматическое повторное включение шин среднего и низшего напряжений подстанций, как правило, целесообразно производить выключателем трансформатора, а не секционным или шиносоединительным, поскольку при этом в случае устойчивого к. з. посадка напряжения на неповрежденных секциях шин будет меньшей. Кроме того, исключается полное обесточение шин в случае отказа защиты или выключателя. В случае обесточения

шин вследствие отключения питающего их трансформатора АПВШ производится путем АПВ всех выключателей трансформатора с запретом этого АПВ, если повреждение трансформатора внутреннее, о чем свидетельствует срабатывание газовой защиты. При этом запрет АПВ производится контактом чувствительного сигнального элемента газового реле. Поскольку срабатывание этого элемента происходит с некоторым запаздыванием, по мере накопления в реле продуктов разложения масла, время срабатывания УАПВ соответственно увеличивают.

В отдельных случаях, при наличии быстродействующей защиты от внутренних повреждений и ограниченных токах повреждения, допускается АПВ трансформатора при его отключениях любыми защитами.

Другой вариант с пуском УАПВ трансформаторного выключателя защитой трансформатора от внешних повреждений менее совершенен, поскольку будет отсутствовать АПВШ при действии дифференциальной защиты трансформатора на повреждение вне бака последнего.

Однотрансформаторные тупиковые подстанции, как правило, не имеют выключателя на стороне питания и коммутируются в блоке с питающей линией. Обязательное для этих подстанций АПВШ осуществляется выключателем трансформатора на стороне низшего (или среднего) напряжения при его отключении по любой причине. В случае действия защиты трансформатора от внутренних повреждений она отключает выключатель трансформатора и либо производит телеотключение выключателя питающего конца линии, либо при отсутствии канала связи действует на включение короткозамыкателя приемного конца линии.

В первом случае далее происходит АПВ выключателя питающего конца с введением ускорения после АПВ чувствительной защиты линии (т. е. допускается АПВ трансформатора и при внутреннем повреждении трансформатора). Кроме того, действует и устройство АПВШ на подстанции.

Во втором случае обеспечивается только отключение трансформатора быстродействующей защитой линии. Последующее АПВ не восстанавливает питание подстанции, но ток повреждения в трансформаторе снижается за счет включенного короткозамыкателя.

4.8. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

При восстановлении напряжения в сети после его непродолжительного понижения или исчезновения (например, в циклах АПВ и АВР) неответственные электродвигатели отключаются специальной групповой защитой минимального напряжения в целях обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов. В случаях, когда этого недостаточно, приходится временно отключать и часть ответственных двигателей с тем, чтобы их снова включить сразу по завершении самозапуска неотключаемых двигателей. Такое включение называется автоматическим повторным пуском (АПП) электродвигателей.

Разработан ряд схем устройств АПП на постоянном и переменном оперативном токе [17]. В случае использования устройства АПВ типа РПВ-58 с пуском от несоответствия в пусковую цепь вводится контакт реле напряжения шин (или его реле-повторителя), замыкающийся при напряжении, близком к номинальному. В качестве указанного реле могут служить реле напряжения пусковых органов групповых защит максимального напряжения.

Если наряду с асинхронными двигателями от шин установки питаются и синхронные двигатели, поддерживающие на выбеге напряжение шин, то в качестве пусковых органов групповых защит

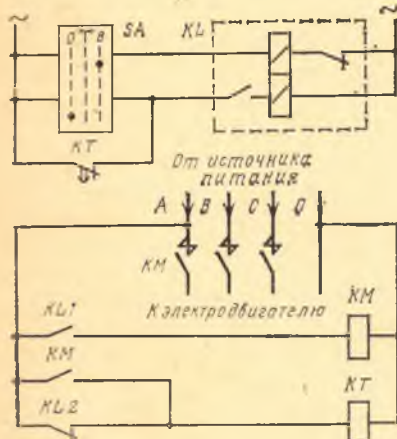


Рис. 4.15. Схема АПП электродвигателя.

используются реле понижения частоты. В этом случае для целей АПП необходимо специальное реле напряжения. Синхронные двигатели должны при этом переводиться в режим ресинхронизации.

В сетях промышленных предприятий часто применяются устройства АПП, действующие не в зависимости от восстановления напряжения, а по истечении определенного времени после нарушения электроснабжения. Используются также команды на АПП от срабатывающих устройств АПВ или АВР питающих элементов.

Автоматический повторный пуск электродвигателей напряжением до 1000 В, коммутируемых через магнитные пускатели и контакторы, может осуществляться посредством включения удерживающей обмотки контактора не по схеме с самоудерживанием (как обычно), а через контакт аппарата управления, остающийся замкнутым после подачи команды «включить».

При исчезновении питания контактор отпадает, а после восстановления напряжения снова автоматически включается. Однако такое решение часто недопустимо по условиям технологии и техники безопасности. Поэтому чаще применяются устройства, обеспечивающие АПП только в случае восстановления

напряжения не позднее заранее установленного времени — порядка нескольких секунд.

Один из вариантов такой схемы АПП показан на рис. 4.15. После отключения двигателя от ключа *SA* контакт *KL1* реле фиксации команд разомкнут и *KL2* замкнут. Контакт *KM* отключен, реле времени *KT* типа ЭВ-235 под напряжением и его контакт разомкнут. После подачи от *SA* команды «включить» контакт *KL1* замыкается и *KL2* размыкается. Контакт *KM* включается и подхватывает питание обмотки *KT*. При исчезновении или резком понижении напряжения на обмотке контактора последний отпадает, отключая электродвигатель и обмотку реле *KT*. Контакт *KT* начинает движение на замыкание. Если питание восстановится ранее его замыкания, то контактор снова включится, а контакт *KT* разомкнется. В противном случае реле времени успевает дать команду «отключить», контакты *KL* переключаются и двигатель остается отключенным.

4.9. ОДНОФАЗНОЕ АПВ И ЕГО ОСОБЕННОСТИ

В сетях высокого напряжения с заземленными нейтралями значительная часть отключений линий электропередачи вызывается однофазными к. з., из которых 80—90% неустойчивы. Поэтому в большинстве случаев для ликвидации повреждений на линии достаточно отключить, а затем повторно включить только одну поврежденную фазу. Выполнение таких операций осуществляют устройства однофазного АПВ (ОАПВ). Выключатели линии должны иметь пофазное управление. Область применения ОАПВ — транзитные сильно нагруженные и одиночные линии.

Достоинством ОАПВ является сохранение в его цикле электрической связи между частями ЭЭС по двум неповрежденным фазам, что повышает устойчивость параллельной работы системы и уменьшает возмущение в ней в случае неуспешного повторного включения.

При междуфазных повреждениях должны отключаться и повторно включаться все три фазы, что требует комбинирования однофазного АПВ с трехфазным (НАПВ, АПВОС).

Для отключения защитой только одной фазы в устройствах ОАПВ предусматриваются избиратели поврежденной фазы. Эти избиратели при однофазных к. з. снимают действие защиты линии на отключение трех фаз и переводят его на отключение поврежденной фазы, а в случае неуспешного ОАПВ обычно восстанавливают действие защиты на отключение трех фаз. Повторное отключение только одной фазы с сохранением длительного неполнофазного режима в случае неуспешного ОАПВ используется редко (сложности с обеспечением правильного поведения релейной защиты в этом режиме, повышенные воздействия на линии связи, возникающая при сильно загруженной линии несимметрия магнитного поля генераторов и электродвигателей с перегревом их роторов и вибрациями).

В качестве избирателей фазы применяются дистанционные избирательные органы, использующие реле сопротивления типов КРС-142, КРС-143, включаемые на напряжение и ток фазы с компенсацией током нулевой последовательности [17, 34].

Использование ОАПВ требует решения ряда сложных вопросов, к числу которых относятся расчеты токов и напряжений в неполно-

фазных режимах, анализ поведения релейной защиты линии и прилегающих участков системы в этих режимах, выбор уставок избирательных органов.

Сами устройства ОАПВ отличаются сложностью. Кроме указанного управления действием защиты на одну и три фазы УОАПВ должно дополнительно:

при возникновении повреждения на неотключенных фазах в цикле ОАПВ отключать все три фазы и запрещать трехфазное АПВ; запрещать трехфазное АПВ после отключения трех фаз вследствие неуспешного ОАПВ;

временно блокировать устройство трехфазного АПВ после успешного ОАПВ для обеспечения готовности устройства трехфазного АПВ к действию не ранее времени, соответствующего испытательному циклу выключателя;

запрещать действие устройства ОАПВ при действии устройства трехфазного АПВ;

обеспечивать правильное функционирование релейной защиты при неполнофазном режиме в цикле ОАПВ. Примеры схем ОАПВ приведены в [17].

По условиям деионизации среды в месте к. з. бесгоковая пауза, требуемая в цикле ОАПВ, значительно превышает паузу, необходимую в цикле трехфазного АПВ, что объясняется подпиткой места к. з. током, обусловленным емкостной и электромагнитной связями отключившейся фазы с неотключенными. С некоторым запасом указанное время деионизации $t_{д,с}$ определяется выражением, с

$$t_{д,с} = kL,$$

где L — длина линии, км; k — коэффициент, зависящий от номинального напряжения линии, равный 0,001; 0,002; 0,003 и 0,004 для напряжений 110, 220, 330 и 500 кВ соответственно.

При наличии на линии (500 кВ) шунтирующих реакторов время деионизации уменьшается вследствие уменьшения результирующего тока подпитки (ток подпитки по цепи реактора — в противофазе с током емкостной подпитки) [17]. Большое время $t_{д,с}$ исключает быстроедействие ОАПВ.

Применение ОАПВ на одиночных тупиковых линиях позволяет несколько повысить надежность электроснабжения. Однако это связано с дополнительными затратами и усложнениями, поскольку на приемном конце линии потребуются выключатель с пофазным управлением (как и на питающем конце), устройство ОАПВ и защита от замыканий на землю, избирательно отключающая поврежденную фазу в неполнофазном режиме после отключения этой фазы на стороне питания (и отстраиваемая по времени от внешних однофазных к. з. в питающей сети). Нейтрали трансформаторов на приемном конце должны быть обязательно заземлены. На питающем конце, кроме устройства ОАПВ с избирателями поврежденной фазы (токовыми с циклической схемой включения контактов [17, 34]), необходимо и устройство трехфазного АПВ.

В сравнении с простым и дешевым применением одного трехфазного АПВ питающего конца (не требующим пофазного управления выключателем, установки выключателя и заземления нейтрали на приемном конце) применение ОАПВ дает единственное преимущество — сохранение питания нагрузки в неполнофазном режиме линии две фазы — земля в редком случае устойчивого повреждения

одной фазы. Поэтому для тупиковых линий рекомендуется вместо ОАПВ применять двукратное трехфазное АПВ. В случае устойчивости повреждения одной фазы производят ручную ее отделение разъединителями (с пофазным приводом), заземление нейтрали на приемном конце (если она не была заземлена) и включение линии в упомянутом неполнофазном режиме.

Глава пятая

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

5.1. НАЗНАЧЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ

При возникновении в ЭЭС дефицитов активной мощности, вызванных аварийным уменьшением активной мощности, не покрываемым включенным резервом этой мощности, частота в системе снижается и нормальное функционирование последней нарушается. Возникающий дефицит может быть общесистемным, связанным с выпадением мощного генерирующего узла, и локальным, образующимся в энергодефицитном районе после аварийной потери его связи с системой.

В ОЭЭС благодаря ее большой мощности возможные дефициты активной мощности в процентном отношении к мощности системы относительно невелики и вызывают соответственно относительно небольшие снижения частоты. Однако и они могут вызвать весьма нежелательные последствия, что требует проведения специальных противоаварийных мероприятий (см. гл. 11), в числе которых важное место занимает рассматриваемая в данной главе автоматическая частотная разгрузка (АЧР), устройства которой отключают часть нагрузки ЭЭС соответственно возникшему дефициту активной мощности в целях предотвращения недопустимого снижения частоты.

В энергодефицитных районах, покрывающих часть своей нагрузки за счет получения электроэнергии от системы, аварийная потеря связи с последней может приводить к весьма большим дефицитам активной мощности, вызывающим глубокие снижения частоты. При этом снижается производительность механизмов собственных нужд и соответственно мощность ТЭС, что приводит к кумулятивному возрастанию дефицита активной

мощности и дальнейшему быстрому снижению частоты (лавина частоты). В результате, если не осуществить быстрое отключение нагрузки соответственно возникшему дефициту, может наступить погашение энергоснабжения всего района.

Соответственно сказанному АЧР организуется так, чтобы с учетом вероятных как общесистемных, так и местных дефицитов отключать такое количество потребителей, какое необходимо для подъема частоты до временно допускаемых уровней $49,2 \leq f \leq 50$ Гц, в пределах которых приведение частоты к номинальному значению осуществляется диспетчерскими мероприятиями (ввод резервных агрегатов электростанций, ограничение потребителей по аварийному календарю). Подъем частоты выше номинального значения означает излишнее отключение потребителей при одновременном появлении включенного резерва мощности. Это требует придания АЧР свойства приблизительной самонастройки на отключения нагрузки, соответственно возникшим дефицитам, имеющим вероятностный характер. Для этого отключения осуществляются дискретными порциями, зависящими от глубины и длительности снижения частоты. По мере развития ОЗЭС, увеличения их мощности, протяженности сетей и усложнения протекающих в них процессов, значение аварийного снижения частоты при общесистемных дефицитах, требующее начала действий устройств АЧР, постепенно уменьшалось. Соответственно этому частота начала действий устройств АЧР повышалась от 48—48,5 Гц до 49—49,2 Гц в настоящее время.

Нижняя граница допустимого кратковременного снижения частоты в переходном процессе с учетом действий АЧР принимается 45 Гц, и возможность понижения частоты ниже этой границы должна полностью исключаться. Дополнительно, время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с.

Возникший дефицит мощности в той или иной мере компенсируется автоматическим частотным пуском резервных гидроагрегатов (АЧП) и переводом гидроагрегатов из компенсаторного режима в генераторный (ПГР). Однако эти мероприятия требуют времени (автоматический пуск резервного гидроагрегата с набором нагрузки занимает 50—90 с, а перевод в генераторный режим — 10—30 с), за которое частота может уже зна-

чительно снизиться. Поэтому они не исключают необходимости в АЧР, а лишь дополняют ее, позволяя уменьшить отключаемую мощность нагрузки. Частоты начала осуществления АЧП и ПГР выбираются по конкретным условиям в пределах зоны диспетчерских действий, выше частоты начала АЧР.

Глубокое снижение частоты создает опасность возникновения «лавины напряжения» [20, 27] вследствие повышения потребления реактивной мощности в узлах нагрузки из-за снижения частоты, а также уменьшения генерируемой реактивной мощности (в связи с реакцией некоторых автоматических регуляторов и систем возбуждения генераторов на снижение частоты). При этом происходит массовое самоотключение потребителей, в том числе ответственных (действуют защиты минимального напряжения, отпадают магнитные пускатели). В таких случаях за счет быстрого отключения устройствами АЧР неответственных потребителей удастся сохранить питание ответственных потребителей.

Для придания комплексу АЧР упоминавшейся способности к самонастройке на различные дефициты этот комплекс состоит из трех категорий: АЧРІ, АЧРІІ и дополнительной.

Категория АЧРІ — быстродействующая, имеет ряд очередей с разными уставками по частоте, равномерно распределенными с интервалом 0,1 Гц в диапазоне 49—46,5 Гц, и предназначена сдерживать снижение частоты и не допускать даже кратковременного в переходном процессе опускания ее ниже 45 Гц. Желательно, чтобы очереди действовали без всякой выдержки времени. Это возможно при использовании полупроводникового реле частоты типа РЧ-1 [24]. Для электромеханического реле типа ИВЧ-3, могущего кратковременно неправильно срабатывать при резких изменениях напряжения на его входе, вынужденно вводится выдержка времени 0,3—0,5 с [24].

Категория АЧРІІ состоит из ряда очередей с единой уставкой по частоте 49,2 Гц, имеющих нарастающие выдержки времени, и предназначена для подъема частоты и введения ее в зону 49,2—50 Гц после действия очередей АЧРІ.

Дополнительная категория — быстродействующая, применяется в отделяющихся энергодефицитных районах, если при особенно больших дефицитах категория

АЧР не в состоянии предотвратить опускание частоты ниже 45 Гц или возникновение лавины напряжения.

Необходимые для выполнения АЧР расчеты производятся с использованием частотных статических и динамических характеристик ЭЭС.

5.2. СТАТИЧЕСКИЕ ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЭС

Статическая частотная характеристика ЭЭС в целом (см. гл. 9) включает в себя статические частотные характеристики нагрузки и генерирующей части системы.

Статической частотной характеристикой нагрузки, играющей основную роль в расчетах АЧР, называется зависимость активной мощности нагрузки от частоты в установившемся режиме при постоянном напряжении. Эта зависимость, охватывающая все известные виды нагрузок, перечисленных в табл. 5.1, имеет вид:

$$P_n = P_0 + P_1 \frac{f}{f_{ном}} + P_2 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^2 + P_3 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^3 + P_4 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^4. \quad (5.1)$$

Таблица 5.1. Статические частотные характеристики нагрузок ЭЭС

Виды нагрузок	Лампы накаливания, нагревательные и выпрямительные установки	Металлорежущие станки, мельницы, поршневые насосы и компрессоры	Потери в сетях, специальные установки	Центробежные насосы и вентиляторы при статическом напоре		Собственные нужды ТЭЦ
				малом	большом	
Мощность в функции частоты	P_0	$P_1 \frac{f}{f_{ном}}$	$P_2 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^2$	$P_3 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^3$	$P_4 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^4$	$P_4 \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^4$

При номинальной частоте $P_{н,0} = P_0 + P_1 + P_2 + P_3 + P_4$.

Выражение (5.1) показывает, что при снижении частоты мощность нагрузки уменьшается, а при повышении возрастает. В этом проявляется регулирующий эффект нагрузки по частоте (РЭН), действующий в сторону уменьшения небаланса активной мощности и, следовательно, отклонения частоты. Если снижение мощности нагрузки становится равным возникшему дефициту, то

наступает установившийся режим с соответственно пониженной частотой.

Для оценки РЭН используется его коэффициент регулирующего эффекта нагрузки k_n , равный отношению относительного изменения мощности нагрузки к относительному изменению частоты, т. е., по существу, производной выражения (5.1), характеризующей влияние разных видов нагрузки на интенсивность РЭН. При номинальном значении частоты

$$k_n = \left(\frac{\partial P_{H*}}{\partial f_*} \right)_{f=f_{ном}} = P_{1*} + 2P_{2*} + 3P_{3*} + 4P_{4*}. \quad (5.2)$$

Небольшая кривизна характеристики нагрузки в диапазоне частот 50—45 Гц позволяет ее спрямить в этом диапазоне без существенной погрешности и пользоваться постоянным значением k_n (рис. 5.1).

По опытным данным в зависимости от состава нагрузки в ЭЭС наблюдаются значения $k_n = 1,5 \div 2,5$. Регулирующий эффект нагрузки играет важную роль, об-

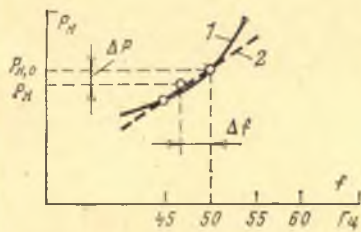


Рис. 5.1. Статическая частотная характеристика нагрузки.
1 — истинная; 2 — спрямленная ($k_n = \text{const}$).

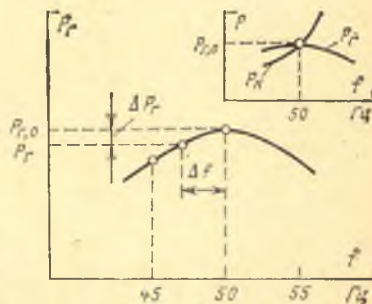


Рис. 5.2. Статическая частотная характеристика генерирующей части ЭЭС.

легчая регулирование частоты в нормальных режимах и уменьшая снижение частоты при дефицитах генерируемой мощности.

Статическая частотная характеристика генерирующей части ЭЭС показывает зависимость мощности агрегатов электростанций от частоты при постоянстве напряжения и впуска энергоносителя. Применительно к АЧР генерирующая часть рассматривается как один эквивалент-

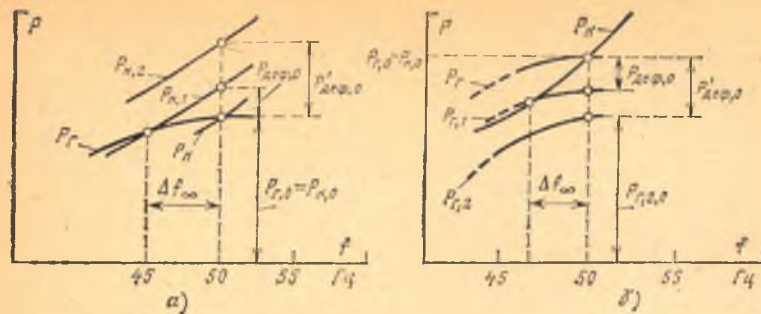


Рис. 5.3. Совмещение статических частотных характеристик генерирующей части и нагрузки электроэнергетической системы.
а — наброс нагрузки; б — отключение генерируемой мощности.

ный агрегат, обобщающий в себе характеристики всех отдельных агрегатов при максимальном впуске энергоносителя. Последнее обосновывается тем, что при частоте 49 Гц регуляторы частоты вращения турбин (АРЧВ), имеющие согласно ПТЭ статизм 4—5%, уже полностью открывают регулирующие органы турбин.

В области частот 45—55 Гц характеристика эквивалентного генератора приближается к квадратичной параболе с максимумом в точке $f=50$ Гц (рис. 5.2). В диапазоне 50—45 Гц крутизна этой характеристики в сравнении с крутизной характеристики нагрузки незначительна и в расчетах АЧР (в известной мере приближенных) ею обычно пренебрегают и считают мощность генерирующей части P_G постоянной.

Совмещение характеристик генерирующей части и нагрузки позволяет оценивать последствия возникновения дефицитов мощности. На рис. 5.3, а, б показаны случаи наброса нагрузки в отделившемся энергодефицитном районе и выпадения генерируемой мощности. Новый установившийся режим с пониженной частотой возможен, если характеристики генерируемой мощности и нагрузки пересекаются, в противном случае возникает лавина частоты.

5.3. ДИНАМИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЭС

Эта характеристика показывает изменения частоты в переходном процессе в условиях небаланса генерации и потребления активной мощности при постоянстве напряжения и впуска энергоносителя в турбины.

При наличии небаланса $P_{\text{неб}} = P_{\Gamma} - P_{\text{H}}$ на вал эквивалентного агрегата генерирующей части энергосистемы действует тормозящий или соответственно ускоряющий избыточный момент $M_{\text{изб}} = P_{\text{неб}} / \omega$ и уравнение движения эквивалентного генератора имеет вид:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{\text{изб}} = \frac{P_{\text{неб}}}{\omega},$$

где J — общий момент инерции генератора и нагрузки.

Умножив обе части уравнения на $\omega / P_{\text{H},0}$ и отнеся угловую частоту к ее номинальному значению $\omega = \omega_{*} \omega_{\text{ном}} = f_{*} \omega_{\text{ном}}$, имеем:

$$J \frac{\omega \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{H},0}} \frac{df_{*}}{dt} = \frac{P_{\text{неб}}}{P_{\text{H},0}} = P_{\text{неб}*},$$

где $P_{\text{H},0}$ — мощность нагрузки при номинальной частоте; $P_{\text{неб}*}$ — мощность небаланса, отнесенная к мощности $P_{\text{H},0}$.

Для отклонений $\Delta f \leq 10\%$ можно положить $\omega \omega_{\text{ном}} \approx \omega_{*}^2 \omega_{\text{ном}}$. Тогда

$$J \frac{\omega \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{H},0}} \approx T_{J(0)}, \quad (5.3)$$

где $T_{J(0)}$ — постоянная времени механической инерции генераторов и нагрузки, отнесенная к мощности нагрузки $P_{\text{H},0}$, с.

В операторной форме записи с учетом того, что $\frac{df_{*}}{dt} = \frac{d\Delta f_{*}}{dt}$, уравнение принимает вид:

$$T_{J(0)} p \Delta f_{*} = P_{\text{неб}*}. \quad (5.4)$$

Если регулирующий эффект нагрузки отсутствует и $k_{\text{H}} = 0$, то небаланс с изменением частоты не меняется, т. е. $P_{\text{неб}*} = P_{\text{неб},0*} = \text{const}$. В этом случае уравнение описывает интегрирующее звено с коэффициентом передачи $1/T_{J(0)}$ (см. гл. 6) и при небалансе мощностей отклонение частоты непрерывно возрастает.

При наличии РЭН $k_{\text{H}} > 0$ и небаланс есть функция частоты:

$$P_{\text{неб}*} = P_{\text{неб},0*} - k_{\text{H}} \Delta f_{*}, \quad (5.5)$$

где $P_{\text{неб},0*}$ — относительный небаланс при номинальной частоте; $k_{\text{H}} \Delta f_{*} = \Delta P_{\text{H}}$ — относительное изменение нагрузки.

Подстановка в (5.4) выражения (5.5) эквивалентна охвату интегрирующего звена жесткой отрицательной

обратной связью, преобразующей его в аperiodическое звено первого порядка (см. гл. 6) с уравнением

$$(T_{\text{ч}}p + 1)\Delta f_* = \frac{1}{k_{\text{н}}} P_{\text{неб. 0ж}}, \quad (5.6)$$

где $T_{\text{ч}} = T_{\text{J(н)}}/k_{\text{н}}$ — постоянная времени звена, равная постоянной времени изменения частоты; $1/k_{\text{н}}$ — коэффициент передачи звена.

После возникновения дефицита мощности $P_{\text{деф. 0}} = P_{\text{неб. 0}}$ частота снижается, пока снижение мощности нагрузки не покроет возникший дефицит и не наступит установившийся режим с пониженной частотой $f_{\text{а.о.}}$. При этом $\Delta P_{\text{н.о.}} = P_{\text{деф. 0}}$, а в (5.5) оператор производной $p = 0$. Из (5.5)

$$\Delta f_{\text{а.о.}} = \frac{P_{\text{деф. 0}}}{k_{\text{н}}},$$

что отвечает определению $k_{\text{н}}$ согласно (5.2).

Соответствующая (5.4)–(5.6) алгоритмическая структурная схема (см. гл. 6) показана на рис. 5.4.

При отключениях нагрузки в процессе АЧР меняются значения $P_{\text{н. 0}}$, а с ними и значения $T_{\text{ч}}$. Однако во избежание усложнения расчетов АЧР и учитывая их известную приближенность, изменениями $T_{\text{ч}}$ обычно пренебрегают.

Решение уравнения (5.6) определяет экспоненциальное изменение частоты и для случая возникновения дефицита мощности имеет вид:

$$f = f_{\text{ном}} - \Delta f_{\text{а.о.}} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{ч}}}}\right), \quad (5.7)$$

где $\Delta f_{\text{а.о.}}$ — установившееся (аварийное) снижение частоты, Гц, равное

$$\Delta f_{\text{а.о.}} = \frac{P_{\text{деф. 0}} f_{\text{ном}}}{P_{\text{н. 0}} k_{\text{н}}}.$$

При отсчете времени от начальной частоты $f_{\text{нач}} < f_{\text{ном}}$ в формулы для f и $\Delta f_{\text{а.о.}}$ вместо $f_{\text{ном}}$ подставляется $f_{\text{нач}}$.

Аналогично при подъеме частоты (в результате действий очередей АЧР)

$$f = f_{\text{нач}} + \Delta f_{\text{а.о.}} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{ч}}}}\right). \quad (5.8)$$

В этом случае в выражении для $\Delta f_{a,\infty}$ значения $P_{\text{деф},0}$ и $P_{n,0}$ равны приведенным к частоте 50 Гц значениям дефицита и нагрузки, оставшимся после произведенных устройствами АЧР отключений.

Дифференцированием (5.7) по t определяется скорость снижения частоты, Гц/с:

$$\frac{df}{dt} = - \frac{P_{\text{деф},0} f_{\text{ном}}}{P_{n,0} k_H T_{\text{ч}}} e^{-\frac{t}{T_{\text{ч}}}},$$

имеющая максимум при $t=0$ и $f=f_{\text{ном}}$:

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_{f=f_{\text{ном}}} = - \frac{P_{\text{деф},0} f_{\text{ном}}}{P_{n,0} k_H T_{\text{ч}}} = - P_{\text{деф},0} * \frac{f_{\text{ном}}}{T_{J(n)}}.$$

Соответственно при частоте, меньшей номинальной, скорость ее снижения

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_{f < f_{\text{ном}}} = - P_{\text{деф},0} * \frac{f}{T_{J(n)}}.$$

Таким образом, df/dt , измеренная на данной частоте f , дает при известном значении $T_{J(n)}$ непосредственную информацию об относительном значении возникшего дефицита, т. е. о мощности нагрузки, подлежащей отключению.

Отсюда в принципе возможна быстроедействующая АЧР «по скорости снижения частоты» с очередями, настроенными на разные значения df/dt (при заданных значениях f) и отключающими без выдержки времени

соответствующие мощности. Однако использование только таких очередей встречает затруднения, так как производная определяет относительный дефицит, зависящий от значения $P_{n,0}$, тогда как к очередям подключаются абсолютные мощности.

Поэтому пока АЧР по скорости снижения частоты используется только в виде дополнительной категории,

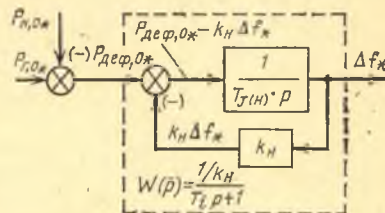


Рис. 5.4. Алгоритмическая структурная схема ЭЭС в условиях небаланса (дефицита) активной мощности.

$W(p)$ — эквивалентная передаточная функция.

т. е. когда возможны (относительно редкие) особенно большие дефициты. При этом, поскольку реле производной частоты не выпускаются, определяется среднее значение производной на небольшом интервале частот без использования дифференциатора.

5.4. ПРИНЦИПЫ РАСЧЕТА И ОРГАНИЗАЦИИ АЧР

Требуемый объем АЧР устанавливается [20, 35] сначала для энергодефицитных районов, исходя из возможных в них местных дефицитов, а затем для энергосистемы в целом путем рассмотрения общесистемных дефицитов с учетом объемов АЧР, уже предусмотренных в энергодефицитных районах.

Соответственно сказанному в § 5.1 предусматриваются три категории АЧР.

Категория АЧР I — быстродействующая, имеет n очередей с разными частотами срабатывания, равномерно распределенными в границах — верхней $f_{\text{нач}}=49$ Гц и нижней $f_{\text{кон}}=46,5$ Гц. Принимаемая ступень между уставками смежных очередей равна 0,1 Гц, и количество очередей может достигать 26. При столь малой ступени не исключается неселективное действие устройств двух смежных очередей вследствие погрешностей реле частоты. Однако при большом количестве очередей отключаемая мощность каждой невелика и возможность такой неселективности допускается.

Суммарная отключаемая категорией АЧР I мощность $P_{I, \Sigma}$ принимается равной наибольшему возможному дефициту плюс запас $0,05P_{н,0}$ и распределяется между очередями примерно поровну. Каждая очередь содержит ряд устройств, устанавливаемых на подстанциях. Запас предусмотрен на случай, когда в момент действия очередей мощность отключаемых потребителей оказывается меньше расчетной.

По мере снижения частоты действуют очереди со все более низкими уставками: чем больше возникший дефицит, тем больше количество очередей действует.

Эффективность АЧР I тем выше, чем меньше время срабатывания каждой очереди, в идеале оно должно бы равняться нулю. Однако выпускавшиеся и пока выпускаемые для целей АЧР индукционные реле понижения частоты типа ИВЧ-3 могут кратковременно срабатывать при подключениях к источнику напряжения и при рез-

ких изменениях напряжения (за счет переходных процессов в них контурах) [24]. Поэтому приходится применять на их выходе промежуточное реле с временем срабатывания не менее 0,3 с. Более совершенное полупроводниковое реле типа РЧ-1 [24] лишено этого недостатка и замедления на его выходе не требуется. Другое достоинство реле РЧ-1—значительно меньшие, чем у реле ИВЧ-3, изменения уставки при понижении напряжения. Коэффициент возврата по частоте у обоих реле близок к единице.

В процессе действий очередей АЧРІ по мере снижения частоты дефицит уменьшается как за счет происходящих отключений, так и за счет РЭН. Поэтому действия очередей АЧРІ прекращаются, когда сумма приведенных к частоте 50 Гц отключенной мощности нагрузки $P_{I,откл,0}$ и снижения мощности оставшейся нагрузки $\Delta P_{н,0}$ становится равной возникшему начальному дефициту $P_{деф,0}$. При этом частота устанавливается («зависает») на пониженном уровне $f_{кон} < f_{a,\infty} < f_{нач}$ (рис. 5.5), определяемом из условия

$$P_{деф,0} = P_{I,откл,0} + \Delta P_{н,0} \quad (5.9)$$

$$\Delta P_{н,0} = k_n \frac{f_{ном} - f_{a,\infty}}{f_{ном}} (P_{н,0} - P_{I,откл,0}), \quad (5.10)$$

а отключенная нагрузка при равномерном распределении мощности $P_{I,\Sigma}$ в диапазоне $f_{нач} - f_{кон}$ и малой ступени 0,1 Гц приближенно равна:

$$\Delta P_{I,откл,0} \approx P_{I,\Sigma} \frac{f_{нач} - f_{a,\infty}}{f_{нач} - f_{кон}}. \quad (5.11)$$

Подстановка (5.10) и (5.11) в (5.9) приводит после некоторых преобразований к квадратному уравнению относительно $\Delta f_{a,\infty} = f_{нач} - f_{a,\infty}$, в котором член с $\Delta f_{a,\infty}^2$



Рис. 5.5. Характер снижения частоты при дефиците активной мощности.

1 — АЧР отсутствует; 2 — имеется АЧРІ.

оказывается относительно малым, что позволяет [20, 35] найти приближенно:

$$\hat{f}_{a,\infty} \approx \frac{P_{г,0} \hat{f}_{ном} - P_{н,0} (\hat{f}_{ном} - k_{н} \hat{f}_{ном} - n_{АЧРІ} \hat{f}_{нач})}{P_{н,0} (k_{н} + n_{АЧРІ})},$$

где $n_{АЧРІ}$ — характеризует «плотность» АЧРІ или как бы ее регулирующий эффект и равен:

$$n_{АЧРІ} = \frac{P_{г, \Sigma} \hat{f}_{ном}}{(\hat{f}_{нач} - \hat{f}_{кон}) P_{н,0}}.$$

Действительное значение $\hat{f}_{a,\infty}$ оказывается несколько выше, а минимальное значение $\hat{f}_a$ в переходном режиме несколько ниже $\hat{f}_{a,\infty}$ за счет времен действия устройств и выключателей.

Рассмотренные особенности категории АЧРІ показывают, что ее эффект подобен эффекту РЭН, т. е. что она только «сдерживает»

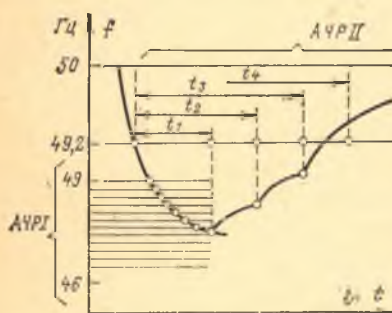


Рис. 5.6. Характер изменения частоты при действиях очередей АЧРІ и АЧРІІ.

снижение частоты, не устраняя $P_{деф,0}$ полностью (при этом нормально ее нижние очереди не действуют, что идет в запас). Поэтому для подъема частоты выше $\hat{f}_{нач}$ предусматривается категория АЧРІІ с рядом очередей, имеющих единую уставку по частоте 49,2 Гц и нарастающие выдержки времени. Начальная уставка очередей АЧРІІ во времени — 5—10 с (для частичной отстройки от

действия очередей АЧРІ) и конечная — 60 с (при возможности мобилизации мощности ГЭС — 70—90 с). Минимальная ступень времени между смежными очередями АЧРІІ равна 3 с.

Характер изменений частоты при действии очередей АЧРІ и АЧРІІ показан на рис. 5.6. Организация АЧРІІ может быть двоякой [20, 35]. В первом случае АЧРІІ действует на нагрузки, не связанные с АЧРІ. При этом суммарная мощность АЧРІІ принимается равной $P_{II,\Sigma} = 0,4 P_{I,\Sigma}$. Во втором случае несколько очередей

с меньшими уставками времени действуют самостоятельно, отключая в сумме мощность порядка $0,1P_{\Sigma}$. Остальные очереди (с большими временами) действуют на те же нагрузки, что и очереди АЧРІ.

Сочленение действий АЧРІ и АЧРІІ, называемое «комбинированным пуском АЧР», уменьшает количество потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР, и считается желательным, чтобы такой пуск имели все 100% очередей АЧРІ или в крайнем случае не менее 50% очередей (с более высокими частотами срабатывания) [20]. Примерное требуемое соотношение объемов разгрузки, осуществляемых устройствами АЧРІ и АЧРІІ при разных дефицитах, приведено в табл. 5.2.

Таблица 5.2 Примерное соотношение объемов разгрузки, осуществляемых АЧРІ и АЧРІІ

$P_{\text{деф. } 0}$, отн. ед.	$P_{\text{АЧРІ}}$, отн. ед. (не менее)	$P_{\text{АЧРІІ}}$, отн. ед. (не менее)	$\Sigma P_{\text{АЧР}}$, отн. ед. (не менее), при действии АЧРІ и АЧРІІ	
			раздельном	совмещенном
0,1	0,15	0,1	0,25	0,25
0,2	0,25	0,1	0,35	0,35
0,3	0,35	0,14	0,49	0,45
0,4	0,45	0,18	0,63	0,55
0,5	0,55	0,22	0,77	0,65

Дополнительная категория АЧР используется в энергодефицитных районах и предназначается для быстрого отключения нагрузки при максимальном возможном дефиците, если одна категория АЧРІ не в состоянии предотвратить снижение частоты ниже 45 Гц в переходном процессе и действует по факторам, обуславливающим этот максимальный дефицит. Такими факторами являются отключение соответствующих линий и трансформаторов связи или изменение в них направления потока мощности, а также возникающая скорость снижения частоты. Эта категория не реагирует на общесистемные дефициты, поскольку скорость снижения частоты при них много меньше таковой в отключившемся районе. Поэтому дополнительная АЧР может только дополнить в необходимых случаях АЧРІ (рассчитываемую с учетом и общесистемных дефицитов). Возможность таких случаев зависит от значений максимального дефицита, коэффициента РЭН, постоянной механической инерции системы и полного времени отключения нагрузки очередя-

ми АЧРІ, равного сумме времен действия аппаратуры автоматики и отключения выключателя.

В целях оценки указанной возможности был проведен ряд расчетов для разных постоянных времени механической инерции и времен отключения. При этом объем АЧРІ определялся, как указывалось выше, количество очередей принималось равным 20 (в диапазоне 48,5—46,5 Гц) с равномерным распределением по ним отключаемой мощности, включенный резерв мощности не учитывался и коэффициент РЭН $k_n=1,5\div 2,5$.

Результат расчетов представлен в табл. 5.3, показывающей предельные дефициты $P_{пр}$ (в процентах суммарной мощности нагрузки до возникновения дефицита), при превышении которых частота, несмотря на действия АЧРІ, опускается в переходном процессе ниже 45 Гц.

Таблица 5.3 Предельные дефициты мощности, при повышении которых частота опускается ниже 45 Гц

Постоянная механической инерции $T_{J(n)}$, с	$P_{пр}$, %, при времени отключения нагрузки очередями АЧРІ, с		
	0,3	0,5	0,7
10—12	65—75	55—65	45—55
13—14	75—80	65—70	55—60
15—16	80—85	70—75	60—65

Если реальный максимальный дефицит превосходит указанные в табл. 5.3 значения, то предусматривается дополнительная АЧР, минимальный объем которой $P_{доп}$ принимается равным:

$$P_{доп} \geq 1,1 \left(P_{деф. о} - P_{н. о} \frac{P_{пр}}{100} \right),$$

где $P_{пр}$ выражается в процентах, а прочие мощности — в процентах или мегаваттах.

Если данные о значении $T_{J(n)}$ отсутствуют, то рекомендуется принимать $P_{пр}=45\%$.

Весьма важным является наиболее быстрое действие дополнительной разгрузки при большом дефиците, поэтому следует стремиться обеспечить ее действие в начале снижения частоты.

Дополнительная категория применяется так же, как указывалось выше, для предотвращения лавины частоты с отключением ответственных потребителей. Требуемый

объем этой разгрузки выявляется на основе расчетов напряжений (на моделях переменного тока и ЭВМ) и экспериментов в системах [20].

Введение дополнительной разгрузки может также помочь согласованию объемов разгрузки при местных и общесистемных дефицитах.

Для уменьшения количества потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР, дополнительная категория может действовать и на отключение нагрузки, присоединенной к очередям АЧР I и АЧР II.

Ввиду отсутствия реле скорости изменения частоты для пуска дополнительной АЧР по этому параметру используется среднее значение скорости снижения частоты в небольшом интервале Δf между срабатываниями двух реле частоты. Реле, сработавшее первым, запускает реле времени с уставкой Δt . Если последнее не успевает сработать ранее срабатывания второго реле частоты, то средняя скорость $\Delta f / \Delta t$ больше уставки дополнительной очереди и она действует [23].

Пример расчета АЧР приведен в [20]. Поведение устройств АЧР и их роль в асинхронных режимах ЭЭС— см. гл. 11 и [20].

5.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ НАГРУЗКИ, ОТКЛЮЧЕННОЙ УСТРОЙСТВАМИ АЧР

После окончания действий устройств АЧР происходит восстановление частоты до уставки категории АЧР II (49,2 Гц) или выше. Далее, путем АЧП и ПГР на гидроэлектростанциях (см. § 5.1) и диспетчерских мероприятий осуществляется дальнейшее повышение частоты с накоплением включенного резерва активной мощности, что создает условия для постепенного повторного включения отключенных нагрузок. Такие же условия создаются в отделившихся энергодефицитных районах в случае успешного АПВ их отключившейся электрической связи с системой. Автоматическое использование указанной возможности возлагается на устройства АПВ по частоте (ЧАПВ). Кроме того, на устройства ЧАПВ возлагаются функции «исправления» действий устройств АЧР, допускаемых в асинхронных режимах системы или на аварийно отделяющихся подстанциях с синхронными двигателями и компенсаторами (на выбеге СД и СК за счет форсировки их возбуждения на подстанции под-

держивается напряжение с быстро снижающейся частотой, что может вызывать срабатывание устройств АЧР).

К устройствам ЧАПВ в первую очередь присоединяются: высокоответственные потребители (отключаемые последними очередями АЧР), потребители, вероятность отключения которых наиболее велика (отключаемые первыми, верхними очередями АЧР), а также потребители на подстанциях без постоянного дежурного персонала и телеуправления, удаленных от пункта размещения оперативных выездных бригад, и т. п.

В районах и системах, питание которых восстанавливается путем АПВ и синхронизации по межсистемным связям, целесообразно внедрение ЧАПВ вплоть до всех объектов, отключаемых устройствами АЧР.

В изолированных ЭЭС, а также в дефицитных районах и системах, могущих длительно отделяться от энергообъединения, доля нагрузок, включаемых посредством ЧАПВ, определяется по местным условиям.

Устройства ЧАПВ разделяются на большое число малых по мощности очередей, различающихся в зависимости от конкретных условий либо нарастающими выдержками времени при одинаковой частоте срабатывания, либо и разными временами срабатывания и разными уставками по частоте. При этом очередям с большими уставками по частоте задаются большие выдержки времени [20].

Уставки очередей ЧАПВ по частоте размещаются в зоне частот от значения, большего частоты срабатывания категории АЧР II (49,2 Гц), до номинального значения (50 Гц). При ориентации на ресинхронизацию и АПВ отключившихся связей уставки ЧАПВ принимаются большими частоты, при которой происходит ресинхронизация или допускается АПВУС. В случае восстановления питания энергодефицитных районов по «жестким» связям от мощной системы или энергообъединения уставки ЧАПВ по частоте могут лежать в диапазоне 49,2—50 Гц, а при восстановлении питания по «слабым» электрическим связям должны быть близки к 50 Гц (49,8—50 Гц).

Начальную уставку по времени устройств ЧАПВ принимают в интервале 10—20 с, чтобы убедиться в том, что восстановление частоты длительное. Конечная уставка времени не лимитируется и задается по конкретным условиям, соотносясь с возможностями и длительно-

стью ликвидации дефицита мощности. Минимальный интервал времени между смежными очередями ЧАПВ должен превышать время снижения частоты от ее установившегося значения после действия АЧР до частоты срабатывания ЧАПВ и тем исключить действие последующих очередей ЧАПВ, если действие соответствующей очереди ЧАПВ вызвало понижение частоты. Как правило, указанный интервал принимается не меньшим 5 с.

5.6. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ АЧР И ЧАПВ

Схема оперативных цепей устройства АЧР показана на рис. 5.7. В зависимости от положения накладки *SX1* очередь действует без выдержки (АЧР I) или с выдержкой времени (АЧР II). Если частотное реле *KF* электро-механическое (ИВЧ-3), то промежуточное реле *KL* должно иметь задержку на срабатывание порядка 0,3 с, необходимую для очереди АЧР I (см. § 5.4). Если на подстанции имеются очереди АЧР I и АЧР II, то для них предусматриваются отдельные реле частоты.

Уставка как электро-механического реле частоты ИВЧ-3, так и полупроводникового РЧ-1 регулируется изменением сопротивления резистора в их схемах. Это позволяет изменять уставку реле после его срабатывания путем автоматического шунтирования или дешунтирования части резистора. В первом случае уставка повышается, во втором — снижается. Понижение уставки позволяет использовать одно реле для двух и более очередей АЧР путем дешунтирования частей резистора каждый раз после очередного срабатывания реле по мере снижения частоты.

Автоматическое шунтирование части сопротивления настроечного резистора реле частоты используется в схемах ЧАПВ. При срабатывании очереди АЧР уставка ее частотного реле повышается до частоты срабаты-

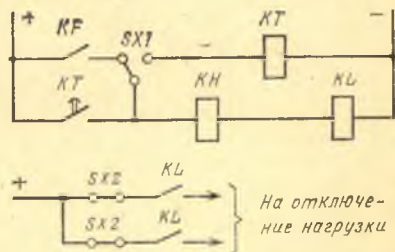


Рис. 5.7. Схема оперативных цепей устройства очереди АЧР.

вания очереди ЧАПВ, вследствие чего возврат реле наступает только после подъема частоты до этой уставки. Возврат частотного реле вызывает запуск реле времени очереди ЧАПВ.

Один из вариантов простейшей схемы АЧР — ЧАПВ с одним реле частоты KF (электрохимическим или полупроводниковым) показан на рис. 5.8. Схема позволяет осуществить одну очередь АЧР I или АЧР II с последующим ЧАПВ, в зависимости от положения накладки

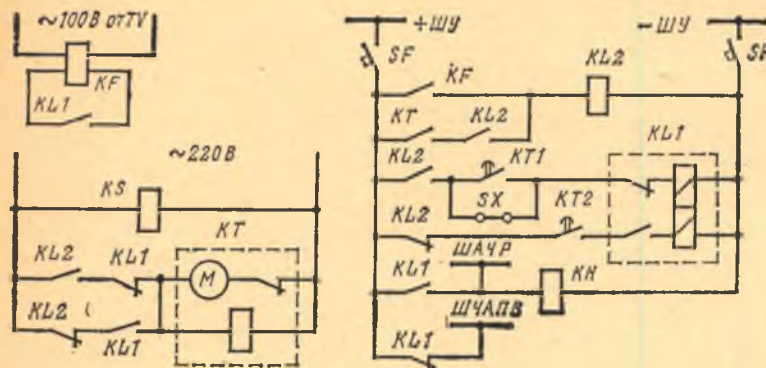


Рис. 5.8. Схема устройства очереди АЧР с ЧАПВ.

SX (наложена — действует очередь АЧР I, снята — очередь АЧР II). Реле времени KT — программное типа ВС-10 с микродвигателем. Контакт $KT1$ задается выдержка времени очереди АЧР II, контакту $KT2$ — очереди ЧАПВ. При снятой накладке SX и срабатывании реле частоты KF запускается реле времени и от его контакта $KT1$ срабатывает двухпозиционное промежуточное реле $KL1$, которое шунтированием части настроечного резистора реле частоты перенастраивает последнее на частоту очереди ЧАПВ, а также снимает питание реле времени (сброс набранной выдержки времени очереди АЧР II) и подает напряжение на шинку ШАЧР, от которой питаются реле, действующие на отключение нагрузок. После подъема частоты и возврата реле KF и $KL2$ реле KT снова запускается и с выдержкой времени контакта $KT2$ действует на перебрасывание двухпозиционного реле $KL1$. При этом резистор реле KF дешунтируется и уставка KF возвращается к уставке АЧР,

а размыкающий контакт KL подает напряжение на шинку $ШЧАПВ$, питающую реле, действующие на АПВ нагрузки. При наложенной накладке SX отключение нагрузки происходит без выдержки времени, а в остальном функционирование схемы аналогично.

Питание реле KT производится через стабилизатор напряжения от сети собственных нужд подстанции (имеющей свое устройство АВР) и его наличие контролируется реле KS . Такая простейшая схема используется и как дополнительная к более универсальным и сложным схемам, применяемым, когда требуется наличие очередей АЧР I и АЧР II и увеличение их количества [20].

С 1979 г. Рижским опытным заводом «Энергоавтоматика» начат выпуск по разработке Рижского политехнического института усовершенствованного полупроводникового комплекта АЧР — ЧАПВ. Комплект позволяет по выбору иметь один из трех видов разгрузки: АЧР I, АЧР II и совмещенную (действие на отключение одной и той же нагрузки очередей АЧР I и АЧР II). Схема ЧАПВ имеет элемент контроля частоты. Если после действия ЧАПВ частота снижается до уставки этого элемента, то подается команда на отключение включенных потребителей и происходит запрет ЧАПВ (с деблокировкой запрета автоматически или вручную) [20].

Глава шестая

ОСНОВЫ ТЕОРИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Автоматические системы регулирования

Автоматическим регулированием называется процесс поддержания с определенной степенью точности без участия человека, предписанного (заданного) значения физической величины, называемой регулируемой и характеризующей технологический процесс или состояние некоторого объекта, называемого регулируемым объектом (РО). Автоматическое регулирование является важным видом автоматического управления.

В общем представлении регулируемый объект PO имеет выход, на котором существуют регулируемые величины $x_{вых,1}, x_{вых,2} \dots$ (рис. 6.1) и два входа. На один поступают возмущающие воздействия $x_{в,1}, x_{в,2}$ (изменения нагрузки и других факторов, влияющих на функционирование объекта), вызывающие отклонения регулируемых величин от предписанных значений, называемые *рассогласованиями*. На другой вход поступают управляющие (регулирующие) воздействия $x_{у,1}, x_{у,2} \dots$, направленные на устранение возникающих рассогласований.

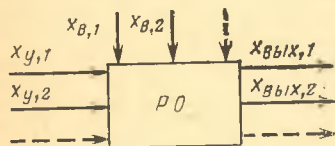


Рис. 6.1. Общее представление регулируемого объекта.

В дальнейшем для простоты рассматриваются автоматические системы регулирования (АСР) с одной регулируемой величиной $x_{вых}$.

Взаимодействующая совокупность управляющей части $УЧ$, кратко называемой автоматическим регулятором $АР$, и регулируемого объекта PO называется *автоматической системой регулирования АСР* (рис. 6.2). Регулятор воздействует на PO через исполнительное устройство $ИУ$. При рассмотрении общих свойств АСР безотносительно к их конструкции $ИУ$ в целях упрощения можно отнести либо к управляющей части, либо к PO .

Автоматические системы регулирования являются динамическими системами, процессы в которых описываются дифференциальными уравнениями, взаимосвязывающими значения регулируемых величин с значениями возмущающих и управляющих воздействий.

Существуют два способа формирования в АСР управляющих воздействий:

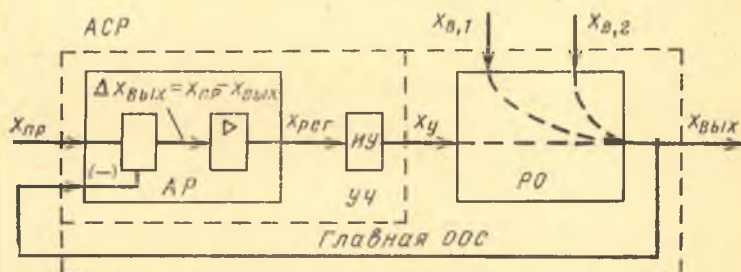
по отклонению регулируемой величины от предписываемого значения;

по возмущающему воздействию¹.

На рис. 6.2 показано построение АСР по отклонению регулируемой величины. Стрелками показаны направления прохождения воздействий. На вход регулятора поступают информации о предписанном значении регу-

¹ Для краткости в дальнейшем эти АСР именуются: АСР по отклонению и АСР по возмущению.

Сигнал рассогласования усиливается и преобразуется в выходное воздействие регулятора $x_{\text{рег}}$, поступающее в ИУ, отрабатывающее управляющее воздействие x_y .



Главная обратная связь по ее смыслу и назначению всегда отрицательна¹.

односторонняя циркуляция воздействий в замкнутом контуре АСР, вследствие чего ее называют *замкнутой*; реакция на рассогласования, вызываемые любыми возмущающими воздействиями, что делает ее универсальной.

В зависимости от конструкции замкнутой АСР рас-
согласование в установившемся (равновесном) состоя-
нии может быть либо нулевым, либо зависеть от возму-
щающего воздействия, возрастая с его увеличением.
В первом случае АСР называется *астатической*, во вто-
ром — *статической*, обладающей *статической погрешно-
стью (ошибкой)*. При этом в установившихся режимах
в статических АСР существует однозначное соответ-
ствие между значением $x_{\text{вых}}$ и положением исполнитель-
ного устройства. В астатических АСР такое взаимосвя-
зание отсутствует.

149

В зависимости от характера предписания $x_{пр}$ различают автоматические системы:

- стабилизации* значения $x_{вых}$, если $x_{пр} = \text{const}$;
- регулирующая по программе*, если $x_{пр}$ есть заданная функция времени;
- следящие*, если $x_{пр}$ может меняться во времени произвольно (регулируемая величина «следит» за изменениями $x_{пр}$);

самонастраивающиеся, в которых значение $x_{пр}$ вырабатывается в самой АСР для получения оптимальных (в том или ином смысле) условий функционирования объекта [25, 26].

Совокупность предписаний, по которым формируется управляющее воздействие, называется законом или алгоритмом автоматического регулирования.

Наличие главной обратной связи создает возможность неустойчивости функционирования АСР, проявляющейся в сампроизвольном нарастании рассогласования (апериодическом или колебательном) и обусловли-

ваемой структурой АСР или чрезмерной интенсивностью управляющих воздействий (см. § 6.8).

Снижение интенсивности регулирования в целях обеспечения устойчивости АСР, как правило, ведет к понижению скорости и точности

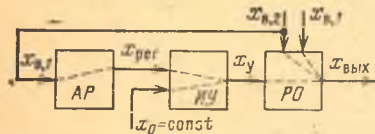


Рис. 6.3. Структурная схема АСР по возмущению.

устранения рассогласований (качества регулирования). Поэтому требования к устойчивости и качеству регулирования в известной мере противоречивы. Действенным способом смягчения противоречия служит регулирование не только по отклонению, но и по производным (первой, второй) отклонения регулируемой величины (см. § 7.5), а также дополнительное регулирование по возмущению.

Принцип выполнения регулирования по возмущению показан на рис. 6.3. Особенности такой АСР являются:

реакция только на один вид возмущающего воздействия, что лишает ее универсальности;

отсутствие главной обратной связи по $x_{вых}$ — регулятор не получает информации о результатах своих дей-

ствий, система разомкнутая, и вопрос об устойчивости регулирования отсутствует¹;

реакция на возмущающее воздействие одновременно с его появлением, что повышает быстродействие АСР;

необходимость для достаточной точности регулирования точного знания законов передачи воздействий $x_{в,1}$ и x_y на выход объекта.

Быстродействие и отсутствие проблемы устойчивости — достоинство такой системы, недостаток — нереагирование на другие возмущения и отсутствие информации о результатах регулирования.

На практике автоматические регуляторы (АР) по возмущению обычно применяют дополнительно к АР по отклонению в целях повышения быстродействия и устойчивости функционирования АСР или для упрощения АР по отклонению. Подобные АСР называются

комбинированными (рис. 6.4). В электроэнергетике в определенных случаях в закон автоматического регулирования по возмущению вводятся и производные возмущающих воздействий (см. § 7.5).

Наличие в комбинированных АСР регулирования по отклонению позволяет не требовать от АР по возмущению большой точности.

Регулирующие воздействия по возмущению в комбинированных АСР вводятся или в исполнительное устройство (рис. 6.4), или в суммирующий усилитель схемы регулятора по отклонению.

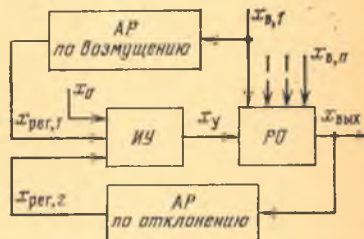


Рис. 6.4. Структурная схема комбинированной АСР (по возмущению и по отклонению).

Математическое описание АСР

По виду характеристик элементов различают линейные и нелинейные АСР, а по характеру управляющих воздействий — системы непрерывного и дискретного действия (релейные и импульсные).

¹ Это справедливо для изолированно работающего регулируемого объекта. При параллельной работе объектов устойчивость регулирования может и нарушаться (см. § 7.3).

Теория автоматического регулирования (ТАР) рассматривает общие свойства АСР, отвлекаясь от их физической природы и используя только математическое описание законов передачи и преобразования вводимых в АСР и циркулирующих в них воздействий.

В основе ТАР лежит используемая далее теория линейных АСР непрерывного действия, описываемых линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами, имеющими общее решение. Справедливость для линейных систем принципа наложения позволяет рассматривать независимое прохождение в АСР воздействий, что дает существенное упрощение. Реальные АСР с элементами, обладающими непрерывными нелинейными характеристиками, приводятся к линейным путем замены нелинейных характеристик касательными к ним в окрестности точек, соответствующих принятому исходному равновесному состоянию АСР. При этом рассматриваются не сами величины, а их отклонения от исходных значений, что автоматически дает нулевые начальные условия, упрощающие математический анализ.

Если характеристики заданы аналитически функциями, то линеаризация осуществляется разложением этих функций в ряд Тейлора с отбрасыванием начального значения и членов ряда выше первого порядка.

Значения регулируемой величины и существующих в АСР воздействий называются *обобщенными координатами* АСР.

Выводы, сделанные для линейной модели АСР, в большинстве случаев достаточно справедливы и для реальной АСР, поскольку при автоматическом регулировании отклонения регулируемой величины невелики.

Автоматические системы регулирования, содержащие хотя бы один элемент, описываемый нелинейным уравнением, относятся к разряду нелинейных, имеют собственную теорию [25, 26] и в дальнейшем не рассматриваются.

Уравнение, связывающее выходную $x_{\text{вых}}$ и входную $x_{\text{вх}}$ величины линейного элемента, имеет вид:

$$\begin{aligned} a_0 \frac{d^n x_{\text{вых}}}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x_{\text{вых}}}{dt^{n-1}} + \dots + a_{n-1} \frac{dx_{\text{вых}}}{dt} + a_n x_{\text{вых}} = \\ = b_0 \frac{d^m x_{\text{вх}}}{dt^m} + b_1 \frac{d^{m-1} x_{\text{вх}}}{dt^{m-1}} + \dots + b_{m-1} \frac{dx_{\text{вх}}}{dt} + b_m x_{\text{вх}}. \end{aligned} \quad (6.1)$$

Для практического использования к уравнению элемента применяют преобразование Лапласа, осуществляемое при нулевых начальных условиях простой заменой символов дифференцирования оригиналов функций операторами соответственно $p^n, p^{n-1}, \dots, p$ и функций $x(t)$ их изображениями $X(p)$. Аналогично символ интегрирования заменяется оператором $1/p$.

Соответственно в операторной форме уравнение (6.1) принимает вид:

$$(a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n) X_{\text{вых}}(\bar{p}) = (b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \dots + b_{m-1} p + b_m) X_{\text{вх}}(\bar{p}), \quad (6.2)$$

или

$$D(\bar{p}) X_{\text{вых}}(\bar{p}) = K(\bar{p}) X_{\text{вх}}(\bar{p}), \quad (6.3)$$

где $D(\bar{p})$ — характеристический оператор; $K(\bar{p})$ — оператор воздействия.

По физическим соображениям у всех реальных элементов степень $m \leq n$.

Алгебраическое уравнение $D(\bar{p})=0$ является характеристическим, и его корни p_i ($i=1, 2, \dots, n$) определяют решение дифференциального уравнения без правой части (свободного движения):

$$x_{\text{вых. св}}(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t} + \dots + C_n e^{p_n t}, \quad (6.4)$$

где C_i ($i=1, 2, \dots, n$) — постоянные интегрирования.

Хотя в решении (6.4) не учтен случай кратных корней, оно достаточно общее, поскольку можно от этих корней избавиться, предположив небольшое изменение коэффициентов уравнения. В общем случае корни $p_1, p_2, \dots, p_n$ — комплексные, попарно сопряженные: $p_i = (\alpha_i + j\omega_i)$; $p_{i+1} = (\alpha_i - j\omega_i)$ и $e^{p_i t} = e^{\alpha_i t} e^{j\omega_i t}$.

Множитель $e^{j\omega_i t}$ характеризует незатухающие колебания, а $e^{\alpha_i t}$ — затухание или незатухание переходного процесса. Если все $\alpha_i < 0$, то при $t \rightarrow \infty$ $x_{\text{вых. св}} \rightarrow 0$, переходный процесс затухающий и элемент *устойчив*. Если же хотя бы одно из $\alpha_i > 0$, то при $t \rightarrow \infty$ $x_{\text{вых. св}} \rightarrow \infty$ и элемент *неустойчив*. В случае $\alpha_i = 0$ возникают незатухающие колебания $x_{\text{вых. св}}(t)$ с амплитудой, зависящей от значения $x_{\text{вх}}$, и элемент находится на грани неустой-

чивости. Признаком неустойчивости является неодинаковость знаков или нулевое значение отдельных коэффициентов характеристического оператора. При отсутствии в $D(\bar{p})$ свободного члена элемент имеет свойство интегрирования и обладает безразличным равновесием.

Частное решение уравнения (6.2) при $p=0$ определяет установившийся режим (принужденную составляющую процесса):

$$x_{\text{вых}}(\infty) = \frac{p_m}{a_n} x_{\text{вх}}(\infty) = k x_{\text{вх}}(\infty), \quad (6.4a)$$

где k — коэффициент передачи.

Сумма решений (6.4) и (6.4a) дает общее решение полного дифференциального уравнения.

Отношение изображения $X_{\text{вых}}(\bar{p})$ к изображению $X_{\text{вх}}(\bar{p})$ при нулевых начальных условиях называется *передаточной функцией*:

$$\frac{X_{\text{вых}}(\bar{p})}{X_{\text{вх}}(\bar{p})} = \frac{K(\bar{p})}{D(\bar{p})} = W(\bar{p}). \quad (6.5)$$

В установившемся режиме она переходит в коэффициент передачи $k = \frac{K(0)}{D(0)}$. Передаточная функция полностью характеризует динамические свойства элемента и из нее прямо вытекает уравнение (6.3).

Характеристики элемента АСР подразделяются на *статическую* и *динамические*: статическая дает зависимость $x_{\text{вых}}$ от $x_{\text{вх}}$ в установившихся режимах; динамические определяют поведение элемента в переходном процессе и подразделяются на временную и частотные характеристики.

Временная характеристика дает зависимость $x_{\text{вых}}(t)$ при подаче на вход скачкообразного воздействия $x_{\text{вх}} = \text{const}$. Если $x_{\text{вх}} = 1$, то эта характеристика называется переходной. Временная характеристика может быть получена применением к передаточной функции обратного преобразования Лапласа [25, 26].

Для получения частотных характеристик рассматривается установившийся режим при синусоидальном входном воздействии с постоянной амплитудой и разными значениями частоты в диапазоне от 0 до ∞ . При этом частота выходных колебаний та же, что на входе, а их амплитуды и фазы зависят от частоты. Входному

воздействию в показательной комплексной форме $x_{\text{вх}}(t) = A_{\text{вх}} e^{j\omega t}$ соответствует выходное воздействие

$$x_{\text{вых}}(t) = A_{\text{вых}}(\omega) e^{j(\omega t + \varphi(\omega))},$$

где $\varphi(\omega)$ — сдвиг по фазе выходных колебаний относительно входных.

Отношение

$$\frac{X_{\text{вых}}(j\omega)}{X_{\text{вх}}(j\omega)} = \frac{A_{\text{вых}}(\omega)}{A_{\text{вх}}} e^{j\varphi(\omega)} = A(\omega) e^{j\varphi(\omega)} = \underline{W}(j\omega) \quad (6.6)$$

называется *комплексной частотной характеристикой* (комплексным коэффициентом передачи) или *амплитудно-фазовой характеристикой* (АФХ).

Переход к режиму установившихся синусоидальных колебаний осуществляется подстановкой в операторное уравнение значения $p = j\omega$. Отсюда

$$\underline{W}(j\omega) = \frac{K(j\omega)}{D(j\omega)} = U(\omega) + jV(\omega). \quad (6.7)$$

В комплексной плоскости U, V АФХ представляется годографом, очерчиваемым концом вектора $\underline{W}(j\omega)$ при изменении частоты в пределах $0 \leq \omega \leq \infty$, на котором ставятся отметки ω_i , а направление движения конца вектора при возрастании ω указывается стрелкой.

Отношение амплитуд выходного и входного воздействий в функции частоты

$$A(\omega) = \frac{A_{\text{вых}}(\omega)}{A_{\text{вх}}} = \sqrt{U^2(\omega) + V^2(\omega)} \quad (6.8)$$

называется *амплитудно-частотной характеристикой* (АЧХ). Зависимость

$$\varphi(\omega) = \arctg \frac{V(\omega)}{U(\omega)} \quad (6.9)$$

называется *фазо-частотной характеристикой* (ФЧХ).

Величины $U(\omega)$ и $V(\omega)$ называются соответственно *вещественной* и *мнимой частотными характеристиками*.

Между переходной и частотными характеристиками существует однозначная математическая зависимость [25, 26]. Поэтому частотные характеристики в той же мере отражают динамические свойства элемента, что и передаточная функция.

Физически — это следствие возможности замены любого сигнала соответствующим спектром синусоидальных колебаний.

Смысл частотных характеристик — в замене сложного анализа переходных процессов простым анализом установившихся режимов при синусоидальных воздействиях. Инженерные расчеты дополнительно упрощаются использованием логарифмических частотных характеристик:

$$\lg W(j\omega) = \lg A(\omega) e^{j\varphi(\omega)} = \lg A(\omega) + j\varphi(\omega) \lg e.$$

За единицу логарифма отношения величин мощностей выходной $P_{\text{вых}}$ к входной $P_{\text{вх}}$ принят бел (Б):

$$\lg \frac{P_{\text{вых}}(\omega)}{P_{\text{вх}}} = \lg \frac{A_{\text{вых}}^2(\omega)}{A_{\text{вх}}^2} = 2 \lg \frac{A_{\text{вых}}(\omega)}{A_{\text{вх}}} = 2 \lg A_*(\omega), \text{ Б},$$

так как бел соответствует усилению (или ослаблению) мощности воздействия в 10 раз, то удобнее в 10 раз меньшая единица — децибел.

С учетом сказанного *логарифмическая амплитудно-частотная характеристика (ЛАЧХ)* определяется выражением

$$L(\omega) = 20 \lg A_*(\omega)$$

и строится в функции $\lg \omega$ в полулогарифмическом масштабе (см. табл. 6.2). При этом в целях упрощения обычно пользуются асимптотическим приближением к действительной ЛАЧХ, представляющим собой ломаную линию с прямолинейными отрезками в разных диапазонах частот, имеющими разные наклоны к оси абсцисс. Логарифмическая фазо-частотная характеристика (ЛФЧХ) строится в том же полулогарифмическом масштабе.

Частоты, соответствующие точкам пересечения отрезков, называются сопрягающими, а частота, при которой $\lg A(\omega) = 0$ ($A(\omega) = 1$), — *частотой среза* (усиление или ослабление входного воздействия отсутствует) [25, 26]. Частота в логарифмическом масштабе измеряется в декадах (десятикратное изменение частоты). Отрезок в одну декаду имеет одинаковую длину на всех частотах.

Графически АСР представляют структурными схемами с изображением их элементов прямоугольниками и

нанесением линий со стрелками, указывающими пути и направление воздействий элементов.

В *функциональной структурной схеме* элементы выделяют по их функциональному назначению.

В *алгоритмической структурной схеме* элементы выделяют по динамическим свойствам и в их изображениях вписывают соответствующие передаточные функции.

6.2. ТИПОВЫЕ ЛИНЕЙНЫЕ ЗВЕНЬЯ АСР

При алгоритмическом представлении структуры АСР их элементы называются звеньями. Среди реальных звеньев можно выделить простейшие типовые, описываемые линейными алгебраическими или дифференциальными уравнениями не выше второго порядка с постоянными коэффициентами. Типовым звеньям приписывается свойство направленности действия, т. е. способность только одностороннего пропускания воздействия со входа на выход. Многие реальные элементы таким свойством обладают. Ненаправленные реальные элементы представляются направленными звеньями с обратной связью. Подробное описание типовых звеньев и их особенностей с примерами реальных элементов дано в [25, 26].

Основными типовыми являются следующие звенья:

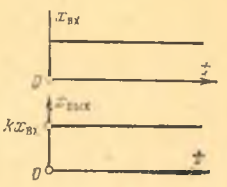
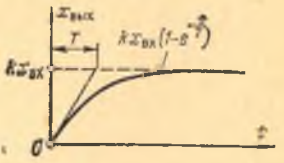
- 1) безынерционное (пропорциональное, усилительное, идеальное);
- 2) апериодическое первого порядка (инерционное, одноемкостное);
- 3) интегрирующее (астатическое);
- 4) второго порядка (колебательное, двухъемкостное);
- 5) консервативное;
- 6) запаздывающее;
- 7) дифференцирующее реальное;
- 8) дифференцирующее идеальное.

В табл. 6.1 приведены уравнения, передаточные функции и переходные характеристики этих звеньев.

Уравнения типовых звеньев принято записывать так, чтобы свободный член оператора $D(\bar{p})$ равнялся единице. Если величины $x_{вх}$ и $x_{вых}$ имеют одинаковую размерность или выражены в относительных единицах, то коэффициенты при производных являются постоянными времени в степени, равной порядку производной.

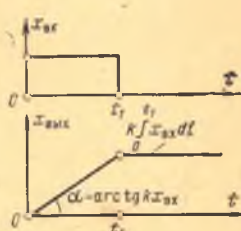
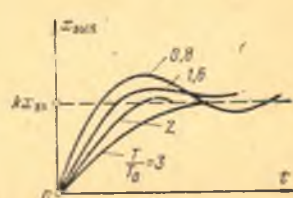
Все указанные в табл. 6.1 звенья, кроме звеньев 3 и 5, обладают устойчивым равновесием и после снятия

Таблица 6.1. Типовые звенья и их характеристики

№ звена	Звено	Уравнение и передаточная функция	Переходная характеристика
1	Безынерционное	$x_{\text{вых}} = kx_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = k$	
2	Апериодическое	$(Tp + 1) X_{\text{вых}} = kX_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = \frac{k}{Tp + 1}$	

№ звена	Звено
3	Интегрирующее
4	Второго порядка

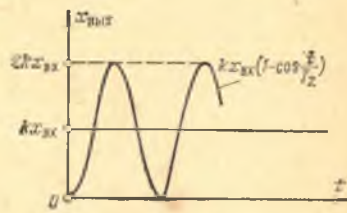
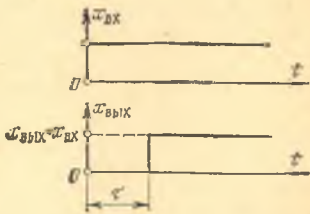
Продолжение табл. 6.1

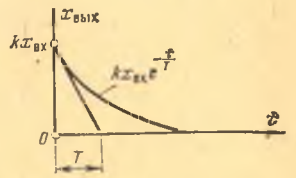
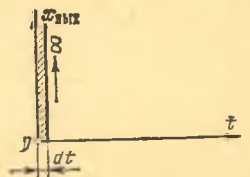
Уравнение и передаточная функция	Переходная характеристика
или $X_{\text{вых}} = \frac{k}{p} X_{\text{вх}}$ $p X_{\text{вых}} = k X_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = \frac{k}{p}$	
$(T_2 p^2 + T_1 p + 1) X_{\text{вых}} = k X_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = \frac{k}{T_2 p^2 + T_1 p + 1}$	

150

№ звена
5
6

Продолжение табл. 6.1

Звено	Уравнение и передаточная функция	Переходная характеристика
Консервативное	$(T^2_2 p^2 + 1) X_{\text{вых}} = k X_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = \frac{k}{T^2_2 p^2 + 1}$	
Запаздывающее	$x_{\text{вых}} = x_{\text{вх}}(t - \tau)$ $W(\bar{p}) = e^{-p\tau}$	

№ звена	Звено	Уравнение и передаточная функция	Переходная характеристика
7	Дифференцирующее реальное	$(Tp + 1) X_{\text{вых}} = kTpX_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = \frac{kTp}{Tp + 1}$	
8	Дифференцирующее идеальное	$X_{\text{вых}} = kpX_{\text{вх}}$ $W(\bar{p}) = kp$	

Примечание. Для краткости символ $\bar{p}$ при записи изображений X величин опущен.

входного воздействия возвращаются в исходное состояние. Интегрирующее звено обладает безразличным равновесием, характеризуемым термином *астатичность*, и после снятия входного воздействия его выходная величина сохраняет постоянное значение, равное интегралу от входной величины. Такое звено является необходимой принадлежностью астатических АСР (см. § 6.4).

Переходный процесс звена второго порядка тем более колебательный, чем меньше отношение T_1/T_2 . При $T_1=0$ звено вырождается в консервативное, находящееся на грани между устойчивостью и неустойчивостью (характеристическое уравнение имеет два сопряженных мнимых корня). Такое звено не имеет демпфирования и рассеяния энергии и после подачи $x_{вх}=\cos t$ совершает незатухающие колебания с собственной частотой $\omega_0=1/T_2$ и амплитудой, пропорциональной $x_{вх}$.

Идеальное дифференцирующее звено есть математическая абстракция, поскольку ни один реальный элемент не может дать выходной импульс с бесконечно большой

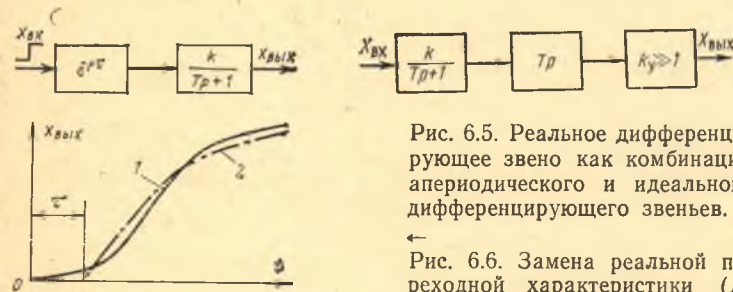


Рис. 6.5. Реальное дифференцирующее звено как комбинация аperiodического и идеального дифференцирующего звеньев.

Рис. 6.6. Замена реальной переходной характеристики (1) характеристикой (2) комбинации запаздывающего и аperiodического звеньев.

амплитудой. Разложив передаточную функцию реального дифференцирующего звена на сомножители, можно представить его последовательным соединением (см. § 6.3) аperiodического и идеального дифференцирующего звеньев (рис. 6.5). При этом на вход дифференцирующего звена поступает воздействие не скачкообразное, а нарастающее по временной характеристике аperiodического звена. Устанавливая после дифференцирующего звена усилитель и увеличивая k_y при одновременном уменьшении T так, чтобы произведение kk_yT

оставалось достаточно большим, повышают амплитуду и снижают длительность выходного импульса, приближая звено к идеальному. Когда это не вносит существенных погрешностей, идеальным звеном пользуются ввиду простоты его передаточной функции.

Запаздывающее звено воспроизводит $x_{вх}$ без изменения, но с запазданием на время τ (механические транспортеры, линии задержки, длинные линии без потерь, некоторые тепловые объекты и т. п.). Иногда объекты со сложной или неизвестной передаточной функцией удается приближенно представить простой комбинацией фиктивного запаздывающего и, например, апериодического звена. На рис. 6.6 в качестве примера показана переходная характеристика 1 такого объекта и характеристика 2 указанной комбинации типовых звеньев. В таких случаях запаздывание в противоположность «транспортному» называют «емкостным».

В табл. 6.2 представлены частотные характеристики (см. § 6.1) основных типовых звеньев.

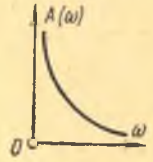
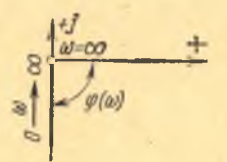
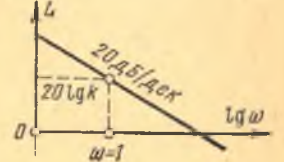
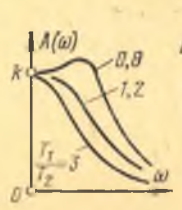
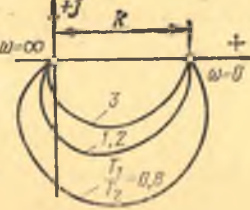
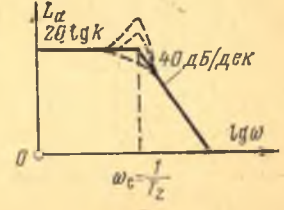
В комплексной плоскости на каждой частоте ω модуль вектора амплитудно-фазовой характеристики $\underline{W}(j\omega)$ дает значение амплитудно-частотной характеристики $A(\omega)$ и угол этого вектора относительно действительной оси — значение фазо-частотной характеристики $\varphi(\omega)$. Проекции вектора $\underline{W}(j\omega)$ на оси координат дают соответственно значения действительной $U(\omega)$ и мнимой $V(\omega)$ частотных характеристик.

Амплитудно-фазовые характеристики апериодического и реального дифференцирующего звеньев — полуокружности. Интегрирующее и идеальное дифференцирующее звенья обладают АФХ в виде прямых, расположенных соответственно на отрицательной и на положительной мнимой полуосях. Запаздывающее звено имеет АФХ в виде окружности радиусом $A_*(\omega)=1$. Фазо-частотная характеристика $\varphi(\omega)=-\omega\tau$ и вектор АФХ при изменении частоты $0 \leq \omega \leq \infty$ бесконечное число раз оборачиваются по направлению часовой стрелки вокруг начала координат.

Вид АФХ звена второго порядка определяется значением отношения T_1/T_2 . При $(T_1/T_2) > 2$ звено — апериодическое второго порядка (эквивалентно последовательному соединению двух апериодических звеньев первого порядка) и при $(T_1/T_2) < 2$ — колебательное. По

Таблица 6.2 Частотные характеристики типовых звеньев

Аналитическое обозначение характеристик звеньев*	Графические изображения		
	АЧХ	АФХ	ЛАЧХ
1	$\frac{k}{1 + j\omega T}$		
2	$\frac{k}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}}$ $-\arctg \omega T$		

Аналитическое обозначение характеристик звеньев*	Графические изображения		
	АЧХ	АФХ	ЛАЧХ
3 $-j \frac{k}{\omega}$ $\frac{k}{\omega T}$ $-\frac{\pi}{2}$			
4 $\frac{k}{1 - \omega^2 T_2^2 + j\omega T_1}$ $k / \sqrt{(1 - \omega^2 T_2^2)^2 + \omega^2 T_1^2}$ $-\arctg \frac{\omega T_1}{1 - \omega^2 T_2^2}$			
	АЧХ	АФХ	ЛАЧХ

Аналитическое обозначение характеристик звеньев*	Графические изображения		
	АЧХ	АФХ	ЛАЧХ
5 $k/(1 - \omega^2 T^2)$ $A(\omega) = \underline{W}(j\omega)$ $0; -\pi$			
6 $e^{-j\omega\tau}$ 1 $-\omega\tau$			

Аналитическое обозначение характеристик звеньев*	Графические изображения		
	АЧХ	АФХ	ЛАЧХ
7 $\frac{jk\omega T}{(1 + j\omega T)}$ $\frac{k\omega T}{\sqrt{1 + \omega^2 T^2}}$ $\arctg \frac{1}{\omega T}$			
8 $jk\omega$ $k\omega$ $+ \pi/2$			

* Для всех звеньев приведены характеристики в следующем порядке:
 амплитудно-фазовая $\underline{W}(j\omega)$, амплитудно-частотная $A(\omega)$ и фазо-частотная $\varphi(\omega)$.
 Примечание. Типы звеньев соответствуют указанным в табл. 6.1.

мере уменьшения T_1/T_2 АФХ, расширяясь, приближается к характеристике консервативного звена ($T_1/T_2=0$), которая начинается при $\omega=0$ в точке k на положительной вещественной полуоси, уходит в бесконечность на резонансной (собственной) частоте $\omega_0=1/T_2$ и далее при $\omega_0 < \omega \leq \infty$ приходит в начало координат по отрицательной вещественной полуоси.

Поскольку АФХ инерционных и интегрирующего звеньев при $\omega \rightarrow \infty$ стремятся к нулю, АФХ реальных АСР, содержащих хотя бы одно из указанных звеньев, при $\omega \rightarrow \infty$ также стремятся к нулю. Таким образом, АСР не пропускают высокочастотных колебаний и являются фильтрами низших частот.

Указанное, в частности, облегчает получение частотных характеристик АСР и их звеньев экспериментально. Способ получения асимптотической ЛАЧХ можно проиллюстрировать на аperiodическом звене первого порядка.

Согласно выражению (6.7) АФХ звена имеет вид:

$$W(j\omega) = \frac{k}{1 + j\omega T} = \frac{k}{T^2\omega^2 + 1} + j \frac{kT\omega}{T^2\omega^2 + 1}.$$

Соответственно амплитудно-частотная характеристика АЧХ на основании выражения (6.8):

$$A(\omega) = \frac{k}{\sqrt{T^2\omega^2 + 1}}.$$

Логарифмируя $A(\omega)$, получают выражение для ЛАЧХ

$$L(\omega) = 20 \lg k - 20 \lg \sqrt{T^2\omega^2 + 1},$$

из которого видно, что при изменении коэффициента k характеристика, не меняясь, перемещается параллельно оси абсцисс.

Далее, в области частот $0 \leq \omega \leq 1/T$ пренебрегают величиной $T^2\omega^2$ и аппроксимируют участок ЛАЧХ прямой, параллельной оси ординат,

$$L_{a,1} = 20 \lg k.$$

В области частот $1/T \leq \omega < \infty$ пренебрегают единицей и получают аппроксимацию второго участка ЛАЧХ — прямой

$$L_{a,2} = 20 \lg k - 20 \lg \omega T.$$

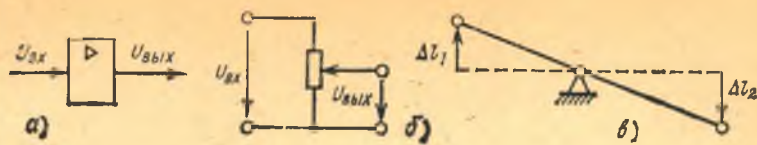


Рис. 6.7. Безынерционные звенья.

а — электронный усилитель, $U_{\text{вых}} = k U_{\text{вх}}$, $k > 1$; б — потенциометр, $U_{\text{вых}} = -k U_{\text{вх}}$, $k < 1$; в — рычаг $\Delta l_2 = k \Delta l_1$.

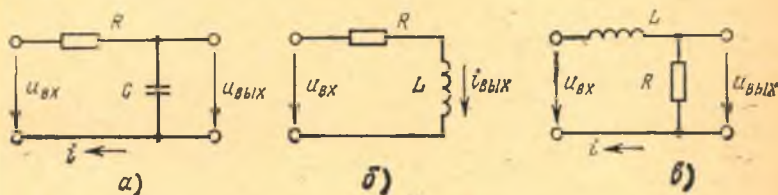


Рис. 6.8. Аперидические звенья.

а — резисторно-конденсаторное, $T = RC$, $k = 1$; б — резисторно-реакторное, $T = L/R$, $k = 1/R$; в — реакторно-резисторное, $T = L/R$, $k = 1$.

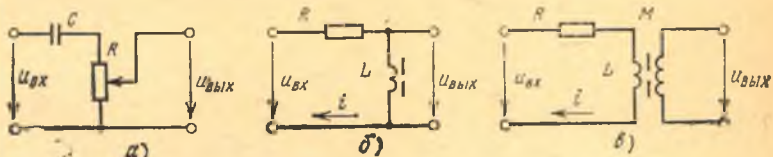


Рис. 6.9. Реальные дифференцирующие звенья.

а — резисторно-конденсаторное, $T = RC$, $k < 1$; б — резисторно-реакторное $T = L/R$, $k = 1$; в — трансреакторное, $T = L/R$, $k = M/R$.

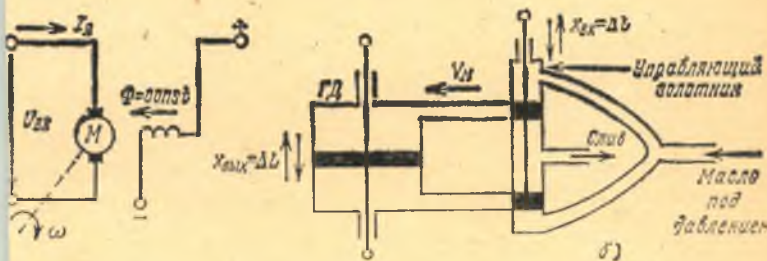


Рис. 6.10. Интегрирующие звенья.

а — электродвигатель без учета инерции якоря, угол поворота вала $\Delta = \int_0^t \omega dt =$

$= k \int_0^t U_{\text{вх}} dt$; б — гидравлический двигатель, скорость масла $v_M = k_1 \Delta I$, $\Delta L =$

$$= k_2 \int_0^t v_M dt = k \int_0^t \Delta I dt, k = k_1 k_2.$$

При возрастании частоты на декаду

$$\begin{aligned} L_{a,2} &= 20 \lg k - 20 \lg 10\omega T = \\ &= 20 \lg k - 20 \lg \omega T - 20 \lg 10 \end{aligned}$$

и значение $L_{a,2}$ уменьшается на $20 \lg 10 = 20$ дБ, т. е. прямая имеет наклон 20 дБ на декаду.

Оба отрезка сопрягаются при частоте сопряжения $\omega = 1/T$. В табл. 6.2 истинная ЛАЧХ апериодического звена 2 показана пунктиром. Приближенная ЛАЧХ асимптотически стремится к истинной и дает наибольшую погрешность (3 дБ) в точке сопряжения.

Логарифмическая АЧХ звена второго порядка в области сопрягающей частоты дает более заметные по-

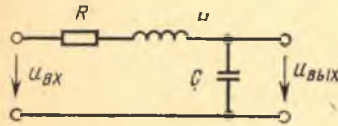


Рис. 6.11. Звено второго порядка.

грешности, тем большие, чем собственная частота звена ближе к сопрягающей, т. е. чем меньше T_1/T_2 [25, 26]. Некоторые примеры реальных звеньев показаны на рис. 6.7—6.11. Отнесение реального элемента к тому или другому типовому звену зависит от характера величин, принятых за входную и выходную, условий функционирования элемента и сделанных допущений. Например, электродвигатель представляется интегрирующим звеном (рис. 6.10, а), если не учитывать инерцию якоря, а при учете инерции якоря его следует представлять последовательно соединенными апериодическим и интегрирующим звеньями. В случае кратковременных воздействий апериодические звенья можно приближенно рассматривать как интегрирующие.

6.3. СПОСОБЫ СОЕДИНЕНИЯ ЗВЕНЬЕВ И ПЕРЕНОС ВОЗДЕЙСТВИЙ

Соединения звеньев и их передаточные функции

Существуют три способа соединения звеньев АСР: последовательное, параллельное и встречно-параллельное (обратная связь). На рис. 6.12 показано последовательное соединение звеньев с передаточными функциями

$W_1(\bar{p}), W_2(\bar{p}), \dots, W_n(\bar{p})$. Выходная величина каждого предшествующего звена является входной величиной последующего. Поэтому можно записать¹:

$$X_1 = W_1(\bar{p}) X_{\text{вх}};$$

$$X_2 = W_2(\bar{p}) X_1;$$

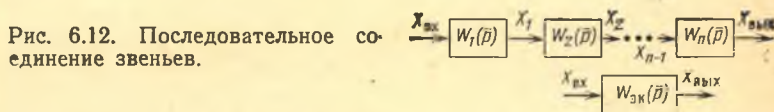
$$X_{n-1} = W_{n-1}(\bar{p}) X_{n-2};$$

$$X_{\text{вых}} = W_n(\bar{p}) X_{n-1}.$$

После перемножения левых и правых частей и сокращения определяется эквивалентная передаточная функция $W_{\text{эк}}(\bar{p})$:

$$X_{\text{вых}} = \prod_{i=1}^n W_i(\bar{p}) X_{\text{вх}} = W_{\text{эк}}(\bar{p}) X_{\text{вх}}.$$

Таким образом, при последовательном соединении звеньев их передаточные функции или комплексные ко-



эффициенты передачи $W(j\omega)$, т. е. АФХ, перемножаются:

$$W_{\text{эк}}(\bar{p}) = \prod_{i=1}^n W_i(\bar{p}) = \frac{\prod_{i=1}^n K_i(\bar{p})}{\prod_{i=1}^n D_i(\bar{p})}. \quad (6.10)$$

Соответственно уравнение эквивалентного звена:

$$\prod_{i=1}^n D_i(\bar{p}) X_{\text{вых}}(\bar{p}) = \prod_{i=1}^n K_i(\bar{p}) X_{\text{вх}}(\bar{p}).$$

При параллельном соединении звеньев (рис. 6.13) они имеют общий входной сигнал, а их выходные вели-

¹ Для краткости символ $\bar{p}$ в записи изображений X величин опускается.

чины алгебраически суммируются. Поэтому

$$\begin{aligned} X_1 &= W_1(\bar{p}) X_{\text{вх}}; \\ X_2 &= W_2(\bar{p}) X_{\text{вх}}; \\ &\dots \dots \dots \\ X_n &= W_n(\bar{p}) X_{\text{вх}}; \\ X_{\text{вых}} &= X_1 + X_2 + \dots + X_n = [W_1(\bar{p}) + W_2(\bar{p}) + \dots \\ &\dots + W_n(\bar{p})] X_{\text{вх}}; \\ W_{\text{эк}}(\bar{p}) &= \sum_{i=1}^n W_i(\bar{p}). \end{aligned} \quad (6.11)$$

Следовательно, при параллельном соединении звеньев их передаточные функции и АФХ суммируются.

Встречно-параллельное включение звеньев показано на рис. 6.14. Звено 1 стоит в цепи прямой передачи сигнала $X_{\text{вх}}$, а звено 2 — в цепи обратной связи.

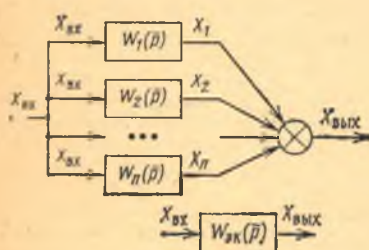


Рис. 6.13. Параллельное соединение звеньев.

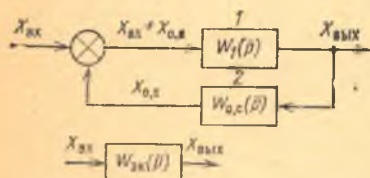


Рис. 6.14. Встречно-параллельное соединение звеньев (обратная связь).

Оба звена направленные и образуют замкнутую систему односторонней передачи воздействий. Выходной сигнал $X_{\text{о.с}}$ звена 2 может складываться с входным сигналом $X_{\text{вх}}$ или из него вычитаться. В первом случае обратная связь (ОС) положительна, а во втором — отрицательна.

Вид функции $W_{\text{о.с}}(\bar{p})$ определяет характер ОС. Если звено 2 безынерционное, ОС называют жесткой (ЖОС). Она проявляется как в установившемся, так и в переходном режиме.

Если звено 2 дифференцирующее, то ОС проявляется только при изменениях $X_{\text{вых}}$, т. е. в переходных режимах. В установившемся режиме цепь такой ОС разомкнута, поэтому ОС называется гибкой

(ГОС) или скоростной. Возможны и другие виды ОС соответственно виду функции $W_{o,c}(\bar{p})$, а также одновременное использование двух или более разных ОС.

Для определения эквивалентной передаточной функции $W_{эк}(\bar{p})$ при ОС можно записать:

$$X_{вых} = W_1(\bar{p})(X_{вх} \pm X_{o,c});$$

$$X_{o,c} = W_{o,c}(\bar{p}) X_{вых}.$$

Отсюда

$$\frac{X_{вых}}{X_{вх}} = W_{эк}(\bar{p}) = \frac{W_1(\bar{p})}{1 \mp W_1(\bar{p}) W_{o,c}(\bar{p})}, \quad (6.12)$$

где минус соответствует положительной и плюс — отрицательной ОС. Это важное выражение (6.12) используется для получения уравнений и передаточных функций замкнутых АСР (см. § 6.4).

В табл. 6.3 даны некоторые характерные примеры использования ОС.

В случаях 1, 2 и 4 звенья, охваченные ОС, меняют только свои параметры (T, k). В случае 3 интегрирующее звено теряет свойство интегрирования и преобразуется в апериодическое. Это важный вывод, поскольку два и более последовательных интегрирующих звена в структуре замкнутой АСР делают ее неустойчивой (см. § 6.8). Для предотвращения неустойчивости лишние интегрирующие звенья можно преобразовать посредством ОС в устойчивые апериодические.

Охват ЖОС апериодического звена меняет его коэффициент передачи и постоянную времени, тогда как ГОС меняет только постоянную времени (в установившемся режиме ГОС себя не проявляет).

Отрицательная ОС не приводит к неустойчивости эквивалентного звена, тогда как положительная обратная связь может к этому приводить и ею надо пользоваться с осторожностью. Пусть в случае 1 коэффициент $k_{o,c}$ положительной ЖОС настолько велик, что $1 - kk_{o,c} < 0$. Тогда и $T_{эк} < 0$, и уравнение эквивалентного звена принимает вид:

$$(T_{эк}p - 1)X_{вых} = k_{эк}X_{вх}.$$

Его характеристическое уравнение $T_{эк}p - 1 = 0$ имеет положительный вещественный корень $p = 1/T_{эк}$. Поэтому

Таблица 6.3. Параметры звеньев, охваченных обратными связями

Звено в прямой цепи		Звено в цепи ОС		Параметры эквивалентного звена		
Тип	$W_1(p)$	Тип	$W_{0,c}(p)$	$W_{ЭК}(p)$	$k_{ЭК}$	$T_{ЭК}$
1. Аperiodическое	$\frac{k_1}{T_1 p + 1}$	Безынерционное (ЖОС)	$k_{0,c}$	$\frac{k_1}{1 + k_1 k_{0,c}} \cdot \frac{T_1}{1 \pm k_1 k_{0,c}} p + 1$	$\frac{k_1}{1 \pm k_1 k_{0,c}}$	$\frac{T_1}{1 \pm k_1 k_{0,c}}$
2. Аperiodическое	$\frac{k_1}{T_1 p + 1}$	Дифференцирующее идеальное (ГОС)	$k_{0,c} p$	$\frac{k_1}{T_1 \pm k_1 k_{0,c}}$	k_1	$T_1 \pm k_1 k_{0,c}$
3. Интегрирующее	$\frac{k_1}{p}$	Безынерционное (ЖОС)	$k_{0,c}$	$\frac{\pm 1/k_{0,c}}{\pm k_1 k_{0,c} p + 1}$	$\pm \frac{1}{k_{0,c}}$	$\pm \frac{1}{k_1 k_{0,c}}$
4. Интегрирующее	$\frac{k_1}{p}$	Дифференцирующее идеальное (ГОС)	$k_{0,c} p$	$\frac{k_1}{1 \pm k_1 k_{0,c}} \cdot \frac{1}{p}$	$\frac{k_1}{1 \pm k_1 k_{0,c}}$	$\frac{1}{k_{ЭК}}$

в решении (6.4) уравнения появляется слагаемое

$Se^{\frac{t}{T_{\text{ЭК}}}}$, стремящееся к бесконечности при $t \rightarrow \infty$.

С учетом начальных условий [$x_{\text{ВЫХ}}(0)=0$] решение имеет вид:

$$x_{\text{ВЫХ}}(t) = k_{\text{ЭК}} x_{\text{ВХ}} \left(e^{\frac{t}{T_{\text{ЭК}}}} - 1 \right).$$

При конечном неизменном воздействии $x_{\text{ВХ}}$ звено не имеет установившегося состояния, а $x_{\text{ВЫХ}}$ с течением времени со все большей скоростью стремится к бесконечности. Следовательно, звено неустойчиво. Значение $1 - k k_{0,c} = 0$ соответствует границе между устойчивостью и неустойчивостью, причем звено обращается в интегрирующее

$$X_{\text{ВЫХ}} = \frac{k}{T_{\text{ЭК}} p} X_{\text{ВХ}},$$

обладающее, как указывалось, безразличным равновесием.

В случае 3 положительная ЖОС дает $T_{\text{ЭК}} < 0$ при любом значении $k_{0,c}$ и, следовательно, охватывать интегрирующее звено такой ОС недопустимо.

Если в цепи ОС стоит не идеальное, а реальное дифференцирующее звено, то качественно эффект ОС аналогичен, но эквивалентное звено сложнее и состоит из последовательно и параллельно соединенных разных типовых звеньев.

Отрицательная ОС может преобразовать неустойчивое звено в устойчивое. Например, отрицательная ЖОС преобразует передаточную функцию неустойчивого апериодического звена $W(\bar{p}) = k/(Tp - 1)$ в передаточную функцию

$$W_{\text{ЭК}}(\bar{p}) = \frac{k}{Tp - 1 + k k_{0,c}} = \frac{\frac{k}{k k_{0,c} - 1}}{\frac{T}{k k_{0,c} - 1} p + 1},$$

соответствующую апериодическому звену, устойчивому при $k k_{0,c} > 1$.

Следует заметить, что ЖОС дает добавку к свободному члену характеристического оператора $D(\bar{p})$, а ГОС — добавку к коэффициенту при первой степени p . Аналогично ГОС через звено двукратного дифферен-

цирования дает добавку к коэффициенту при второй степени оператора. Из сказанного следует важный вывод: ОС позволяет преобразовывать звенья, не меняя их конструкцию.

Эквивалентная АФХ последовательно включенных звеньев определяется перемножением на каждой частоте модулей и суммированием аргументов АФХ звеньев. Для параллельного соединения звеньев геометрически суммируются векторы АФХ звеньев.

Такой способ удобен для простых звеньев (и когда АФХ заданы экспериментально), поскольку позволяет оценивать влияние каждого звена. Для сложных звеньев и их комбинаций находят выражение эквивалентной АФХ и строят ее, вычисляя действительную и мнимую части на каждой частоте. Использование логарифмических характеристик упрощает инженерные расчеты, поскольку перемножение комплексных величин $\underline{W}(j\omega)$ для получения результирующей АЧХ заменяется сложением ЛАЧХ звеньев.

Перенос воздействий

Принцип наложения позволяет переносить воздействия со входов или выходов одних звеньев АСР на входы или выходы других ее звеньев. При этом переносимое воздействие теряет или, наоборот, приобретает дополнительные преобразования. Поэтому, чтобы результат воздействия сохранился, в цепь перенесенного воздействия необходимо внести фиктивные звенья с передаточными функциями, равными передаточным функциям потерянных и обратными передаточным функциям приобретаемых преобразований.

Пусть, например, имеется регулируемый объект РО с передаточными функциями $W_{o,v}(\bar{p})$ и $W_{o,y}(\bar{p})$ соответственно для возмущающего X_v и управляющего X_y воздействий (рис. 6.15,а). Если перенести возмущение на управляющий вход объекта (привести возмущающее воздействие к этому входу), то структура объекта примет вид, показанный на рис. 6.15,б, а передача возмущения на выход объекта будет происходить по тому же закону. Пользуясь таким структурным приведением, можно, например, найти передаточную функцию регулятора АР по возмущению, обеспечивающего инвариант-

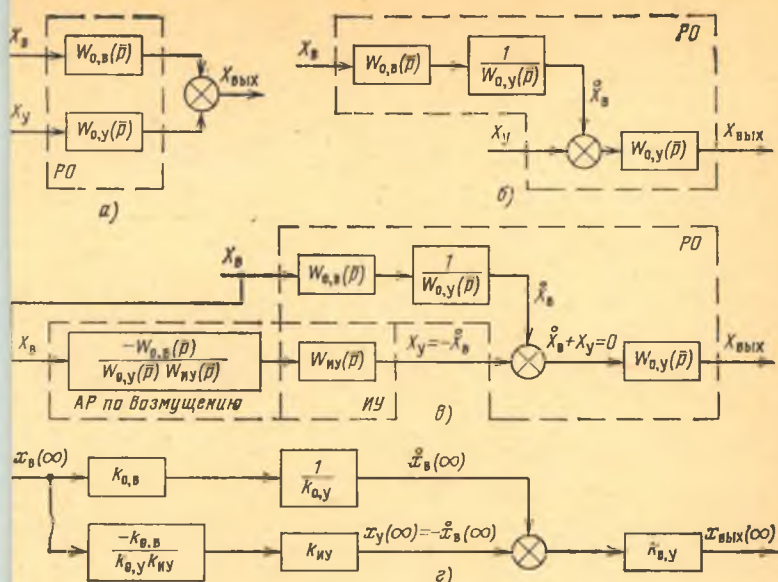


Рис. 6.15. Перенос воздействия с выхода объекта на его управляющий вход.

а — передаточные функции РО по входам возмущения и управления; б — приведение возмущающего воздействия к управляющему входу; в — алгоритмическая структурная схема регулятора по возмущению, обеспечивающего инвариантность объекта; г — то же регулятора, устраняющего только установившиеся отклонения; x_z — приведенное значение.

ность¹ объекта относительно возмущения X_z (рис. 6.15,в). Если ограничиться компенсацией возмущения $x_z(\infty)$ только в установившихся режимах, то все передаточные функции переходят в числовые коэффициенты передачи и регулятор может быть выполнен как безынерционное звено, т. е. конструктивно самым простым (рис. 6.15,г).

Перенос воздействий используется также для преобразования структуры с перекрещивающимися параллельными прямыми или обратными связями (как, например, на рис. 6.16,а) в структуру без перекрещиваний (рис. 6.16,б, в).

¹ Это означает, что данные возмущающие воздействия не проявляют себя на выходе объекта.

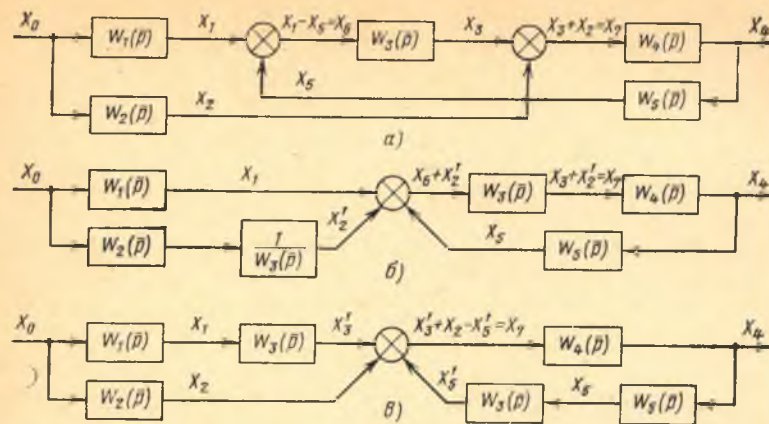


Рис. 6.16. Алгоритмическая структурная схема с перекрестными параллельными звеньями и ее преобразования.
а — схема; б, в — преобразования схемы.

6.4. АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ, ПЕРЕДАТОЧНЫЕ ФУНКЦИИ И УРАВНЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ АСР

Алгоритмической структурной схемой АСР называется схема, на которой показаны все ее звенья с их передаточными функциями и линии направления прохождения воздействий. Располагая такой схемой, можно сделать некоторые общие выводы относительно свойств АСР, а также составить уравнение движения (в обобщенном смысле) системы, описывающее ее в целом.

Состояние АСР в любой момент времени полностью определяется значениями существующих в ней воздействий, почему их и называют *обобщенными координатами АСР*.

Как указывалось, системы с главной отрицательной ОС называют замкнутыми, а без главной ОС — разомкнутыми. Система, не имеющая других ОС, кроме главной, называется *одноконтурной*, а система, имеющая местные (внутренние) ОС, — *многоконтурной*.

Найдя эквивалентные передаточные функции комбинаций звеньев, охваченных обратными связями, а также звеньев, включенных параллельно, можно любую АСР привести к одноконтурной из одних последовательно включенных (в общем случае — сложных) звеньев на-

правленного действия. Поэтому дальнейшие рассуждения даются применительно к одноконтурным АСР. Кроме того, для упрощения все внешние воздействия считаются приведенными к точкам их ввода.

Уравнение движения замкнутой АСР непосредственно связано с уравнением, соответствующим ее разомкнутому состоянию¹. В отсутствие внешних воздействий АСР находится в состоянии свободного (невозмущенного) движения, описываемого дифференциальным уравнением без правой части, используемым для оценки устойчивости АСР. При наличии внешних воздействий движение АСР (возмущенное) описывается уравнением

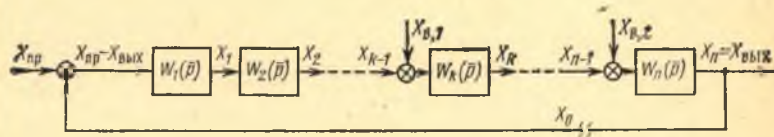


Рис. 6.17. Алгоритмическая структурная схема одноконтурной АСР.

с правой частью, из которого определяются и передаточные функции АСР для этих воздействий. Как указывалось (см. § 6.1), при линеаризации АСР рассматриваются отклонения ее обобщенных координат от принятого исходного *равновесного* (установившегося) состояния.

Передаточной функцией АСР в разомкнутом состоянии называется произведение передаточных функций всех ее звеньев:

$$W_{\text{раз}}(\bar{p}) = \prod_{i=1}^n W_i(\bar{p}) = \frac{\prod_{i=1}^n K_i(\bar{p})}{\prod_{i=1}^n D_i(\bar{p})} = \frac{K(\bar{p})}{D(\bar{p})}. \quad (6.13)$$

Если разомкнуть АСР, как показано на рис. 6.17, положить $x_{\text{пр}} = x_{\text{в.1}} = x_{\text{в.2}} = 0$ и от места разрыва подать на ее вход воздействие x_0 , то уравнение возмущенного движения разомкнутой АСР имеет вид²:

$$X_{\text{вых}}(\bar{p}) = -W_{\text{раз}}(\bar{p}) X_0 \quad (6.14)$$

¹ Главная ООС разомкнута.

² Знак минус означает, что главная обратная связь отрицательная.

или

$$D(\bar{p})X_{\text{вых}} = -K(\bar{p})X_0. \quad (6.14a)$$

Соответственно уравнение свободного движения разомкнутой АСР:

$$D(\bar{p})X_{\text{вых}} = 0. \quad (6.15)$$

Для получения уравнения свободного движения замкнутой АСР в уравнение (6.14) вводится условие замкнутости АСР $X_0 = X_{\text{вых}}$, что дает:

$$[1 + W_{\text{раз}}(\bar{p})]X_{\text{вых}} = 0 \quad (6.16)$$

или

$$[D(\bar{p}) + K(\bar{p})]X_{\text{вых}} = 0. \quad (6.16a)$$

Уравнение (6.16) показывает, что свободное движение замкнутой АСР полностью определяется ее передаточной функцией в разомкнутом состоянии.

Уравнения возмущенного движения замкнутой АСР проще всего получить из ее передаточных функций для различных возмущений. Удобно часть АСР между ее

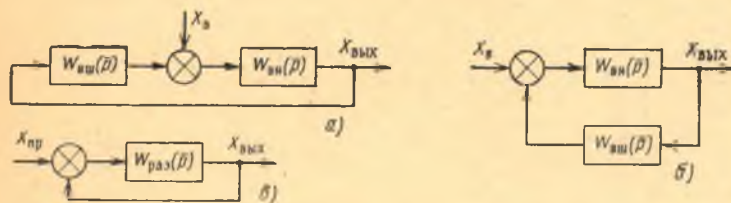


Рис. 6.18. К определению передаточных функций замкнутой АСР.

а, б — по возмущающему воздействию; в — по изменению предписывающего воздействия.

выходом и точкой приложения воздействия назвать внутренней, а остальную часть — внешней с показанными на рис. 6.18, а, б, соответствующими передаточными функциями $W_{\text{вн}}(\bar{p})$ и $W_{\text{вн}}(\bar{p})$. Схема на рис. 6.18, б полностью соответствует схеме на рис. 6.14, поэтому к ней можно применить выражение (6.12). Тогда с учетом того, что $W_{\text{вн}}(\bar{p})W_{\text{вн}}(\bar{p}) = W_{\text{раз}}(\bar{p})$, получается для некоторого воздействия $X_в$

$$W_{\text{зам}}(\bar{p}) = \frac{W_{\text{вн}}(\bar{p})}{1 + W_{\text{раз}}(\bar{p})}. \quad (6.17)$$

Аналогично для изменения предписания $X_{пр}$, поскольку при этом $W_{вн}(\bar{p}) = W_{раз}(\bar{p})$ (рис. 6.18, в):

$$W_{зам}(\bar{p}) = \frac{W_{раз}(\bar{p})}{1 + W_{раз}(\bar{p})}. \quad (6.18)$$

В литературе обычно под передаточной функцией замкнутой АСР понимается именно функция (6.18).

Выражения (6.17) и (6.18) показывают, что при перемещении точки приложения воздействия меняется только числитель $W_{вн}(\bar{p})$, а знаменатель остается неизменным.

При переходе к установившемуся режиму ($p=0$) функция $W_{зам}(\bar{p})$ переходит в коэффициент передачи замкнутой АСР:

$$k_{зам} = \frac{x_{вых}(\infty)}{x_{в}(\infty)} = \frac{k_{нп}}{1 + k_{раз}}. \quad (6.19)$$

Из (6.19)

$$x_{вых}(\infty) = \frac{k_{нп}}{1 + k_{раз}} x_{в}(\infty) = k_{зам} x_{в}(\infty). \quad (6.20)$$

Если $k_{зам}=0$, то установившееся отклонение выходной величины отсутствует и относительно данного воздействия АСР — *астатическая*, а если $k_{зам} \neq 0$ — то *статическая*.

Статичность или астатичность АСР зависит от наличия или отсутствия в ней интегрирующего звена и от того, в какой части АСР оно находится. Если такое звено вообще отсутствует, то всякое конечное установившееся воздействие вызывает конечное установившееся отклонение $x_{вых}(\infty)$ и, следовательно, АСР — статическая ($k_{зам} > 0$, так как $k_{вн} > 0$ и $1 + k_{раз} > 0$).

Для наглядности примем, что внутренняя часть — это регулируемый объект, а внешняя — регулятор. При отключении регулятора АСР размыкается (см. рис. 6.18, а) и воздействие $x_{в}(\infty)$ обуславливает



Рис. 6.19. Эффект регулирования по отклонению в статической АСР.

1 — внешняя характеристика объекта при отключенном регуляторе; 2 — то же при включенном регуляторе.

установившееся отклонение регулируемой величины:

$$x_{\text{вых,раз}}(\infty) = k_{\text{вн}} x_{\text{в}}(\infty).$$

После включения регулятора (замыкания АСР) это отклонение снижается в $1+k_{\text{раз}}$ раз, т. е. тем больше, чем больше коэффициент передачи регулятора. Сказанное иллюстрирует рис. 6.19.

Для выявления роли интегрирующего звена можно вынести его передаточную функцию как множитель к передаточным функциям $W'_{\text{вн}}(\bar{p})$ [или $W'_{\text{вн}}(\bar{p})$] остальных

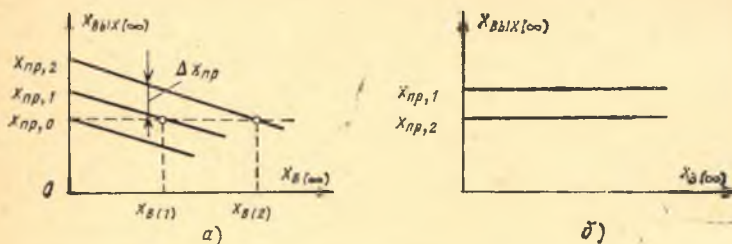


Рис. 6.20. Параллельное смещение внешних характеристик регулируемого объекта при изменениях предписанного значения регулируемой величины.

а — при статической АСР; б — при астатической АСР.

звеньев соответствующей части АСР. Если интегрирующее звено находится во внешней части, то можно записать:

$$\begin{aligned} W_{\text{зам}}(\bar{p}) &= \frac{W_{\text{вн}}(\bar{p})}{1 + \frac{k}{p} W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})} = \\ &= \frac{\bar{p} W_{\text{вн}}(\bar{p})}{\bar{p} + k W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})}. \end{aligned}$$

После перехода к установившемуся режиму ($p=0$):

$$k_{\text{зам}} = \frac{0 \cdot k_{\text{вн}}}{0 + k_{\text{вн}} k_{\text{вн}}} = 0.$$

Таким образом, интегрирующее звено во внешней части АСР делает ее астатичной.

Если интегрирующее звено находится во внутренней части, то

$$W_{\text{зам}}(\bar{p}) = \frac{\frac{k}{p} W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})}{1 + \frac{k}{p} W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})} =$$

$$= \frac{k W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})}{p + k W'_{\text{вн}}(\bar{p}) W_{\text{вн}}(\bar{p})};$$

$$k_{\text{зам}} = \frac{k k'_{\text{вн}}}{0 + k k'_{\text{вн}} k_{\text{вн}}} = \frac{1}{k_{\text{вн}}} > 0,$$

и АСР — статическая. [Следует отметить, что объекты с интегрирующими свойствами принципиально не работоспособны без регулятора (см. § 6.6).]

Случай наличия интегрирующих звеньев в обеих частях АСР нереален, поскольку такие АСР структурно неустойчивы и требуют соответствующей коррекции (см. § 6.8 и 6.10).

Из рассмотренного влияния местоположения интегрирующего звена следует вывод, что в зависимости от места входа воздействий одна и та же АСР может быть

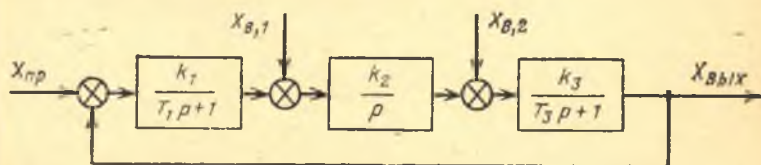


Рис. 6.21. Схема АСР к примеру 6.1.

астатична относительно одних и статична относительно других воздействий. Например, если на рис. 6.17 интегрирующее звено содержится в передаточной функции $W_k(\bar{p})$, то АСР астатична относительно воздействия $x_{в,2}$ и статична относительно $x_{в,1}$. Относительно воздействия $x_{пр}$ АСР статична, поскольку интегрирующее звено оказывается во внутренней части. Это позволяет, изменяя предписанное значение $x_{пр}$, смещать параллельно самим себе внешние характеристики и статических и астатических АСР, как показано на рис. 6.20, и таким образом поддерживать требуемый уровень регулируемой вели-

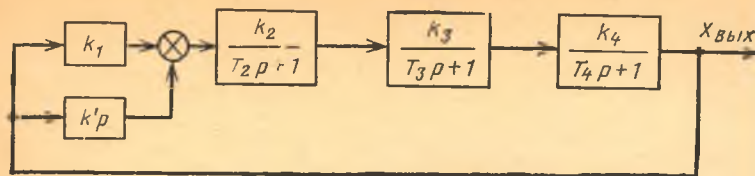


Рис. 6.22. Схема АСР к примеру 6.2.

ны $x_{\text{вых}}(\infty)$ при изменении возмущающих воздействий, например нагрузки объекта.

Располагая выражениями для $W_{\text{зам}}(\bar{p})$, можно найти уравнение возмущенного движения замкнутой АСР:

$$[1 + W_{\text{раз}}(\bar{p})] X_{\text{вых}} = W_{\text{вн}}(\bar{p}) X_{\text{в}} \quad (6.21)$$

или с учетом равенства $D(\bar{p}) = D_{\text{вн}}(\bar{p}) D_{\text{вн}}(\bar{p})$

$$[D(\bar{p}) + K(\bar{p})] X_{\text{вых}} = K_{\text{вн}}(\bar{p}) D_{\text{вн}}(\bar{p}) X_{\text{в}}. \quad (6.22)$$

Пример 6.1. Для АСР, показанной на рис. 6.21, найти уравнение свободного движения в замкнутом состоянии, передаточную функцию и коэффициент передачи воздействия $x_{\text{пр}}$.

$$\begin{aligned} [D(\bar{p}) + K(\bar{p})] X_{\text{вых}} &= [p(T_1 p + 1)(T_3 p + 1) + k_1 k_2 k_3] X_{\text{вых}} = \\ &= (T_1 T_3 p^3 + (T_1 + T_3) p^2 + p + k_1 k_2 k_3) X_{\text{вых}} = 0; \end{aligned}$$

$$W_{\text{зам}}(\bar{p}) = \frac{k_{\text{раз}}}{p(T_1 p + 1)(T_3 p + 1) + k_{\text{раз}}};$$

$$k_{\text{зам}} = \frac{k_{\text{раз}}}{k_{\text{раз}}} = 1,$$

где $k_1 k_2 k_3 = k_{\text{раз}}$.

Изменение предписанного значения полностью передается на выход АСР.

Пример 6.2. Для АСР, показанной на рис. 6.22, найти операторы — характеристический и воздействия.

$$D(\bar{p}) = (T_2 p + 1)(T_3 p + 1)(T_4 p + 1);$$

$$K(\bar{p}) = (k' p + k_1) k_2 k_3 k_4.$$

6.5. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ И ТИПОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ

Характеристики регулируемых объектов

Различают объекты с положительным самовыравниванием (статические), без самовыравнивания (нейтральные) и с отрицательным самовыравниванием (неустой-

чивые). Понятие самовыравнивания противоположно понятию статизма и характеризует работу объекта без автоматического регулирования.

При постоянном возмущающем воздействии на входе выходная величина объектов с положительным самовыравниванием получает постоянное установившееся отклонение, причем малым возмущениям соответствуют малые отклонения на выходе. Эти объекты обладают устойчивым равновесием и могут быть представлены соответствующими типовыми звеньями (безынерционным, апериодическим, второго порядка, реальным дифференцирующим) и их комбинациями. Если, например, электрический генератор работает на переменное сопротивление нагрузки при неизменном возбуждении, то при уменьшении этого сопротивления ток нагрузки и падение напряжения внутри генератора растут, а напряжение на зажимах генератора снижается, что ограничивает ток нагрузки. Приняв за возмущение уменьшение сопротивления нагрузки, а за выходную величину — ток генератора, видим, что объект генератор-нагрузка сам стремится ограничить изменение своей выходной величины, в чем и проявляется самовыравнивание. Чем меньше изменение выходной величины, тем самовыравнивание больше (а статизм меньше).

Другой пример — работа турбоагрегата с неизменной мощностью турбины на нагрузку, мощность которой увеличивается с ростом и уменьшается со снижением частоты. Если, например, мощность нагрузки становится больше мощности турбины, то происходит снижение частоты, а с ним — снижение мощности нагрузки до тех пор, пока она не сравняется с мощностью агрегата и не наступит установившийся режим с пониженной частотой. (Если бы мощность нагрузки не зависела от частоты, то снижение частоты было бы неограниченным.) Таким образом, если за входную величину принята разность мощностей агрегата и нагрузки, а за выходную — частота, то объект агрегат-нагрузка как бы саморегулируется, т. е. обладает положительным самовыравниванием.

Объекты без самовыравнивания интегрируют возмущающие воздействия и, следовательно, обладают безразличным равновесием. При не зависящей от частоты мощности нагрузки предыдущий пример дает представление об объекте без самовыравнивания.

Объекты с отрицательным самовыравниванием являются неустойчивым звеном. При малейшем возмущении отклонение их выходной величины неограниченно и со все большей скоростью увеличивается. Равновесие таких объектов неустойчивое. Так, например, синхронный генератор за пределом его статической устойчивости или асинхронный двигатель при скольжении, большим критического, являются подобными объектами.

Объекты с положительным самовыравниванием в той или иной мере работоспособны и без регулятора, что облегчает их регулирование. В частности, они допускают регулирование только по возмущению.

Объекты без самовыравнивания и неустойчивые неработоспособны без регулятора по отклонению, и их регулирование только по возмущению невозможно. Устойчивое регулирование неустойчивых объектов посредством замкнутых АСР аналогично преобразованию неустойчивых звеньев в устойчивые путем отрицательной ОС (см. § 6.3).

Типовые автоматические регуляторы

Уравнение регулятора, связывающее его выходное воздействие с входным, определяет закон (алгоритм) автоматического регулирования и тип регулятора. Существует несколько основных типов регуляторов.

Пропорциональный регулятор является простейшим, обозначается согласно ГОСТ 7190-69 буквой П, имеет уравнение

$$X_{\text{рег}} = k X_{\text{вх}}$$

и осуществляет статическое регулирование.

Интегральный (астатический) регулятор обозначается буквой И и имеет уравнение

$$X_{\text{рег}} = \frac{k}{p} X_{\text{вх}}.$$

Такой регулятор, находясь во внешней части АСР, осуществляет астатическое регулирование. Его выходное воздействие в отличие от П-регулятора нарастает постепенно (замедленный процесс регулирования) и не исчезает после устранения отклонения регулируемой величины (что и делает регулирование астатическим).

Изодромный или пропорционально-интегральный регулятор ПИ (рис. 6.23) сочетает в себе положительные свойства П- и И-регуляторов, т. е. астатичность регулирования и сравнительно быстрое действие. Его уравнение

$$X_{\text{рег}} = \left(k_1 + \frac{k_2}{p} \right) X_{\text{вх}}.$$

Возникшее отклонение регулируемой величины $x_{\text{вх}} = x_{\text{пр}} - x_{\text{вых}}$ сразу по каналу пропорционального действия создает регулирующее воздействие $x_{\text{рег, П}}$, а на выходе канала интегрального действия в первый момент регулирующее воздействие $x_{\text{рег, И}}$ еще отсутствует. Далее, в процессе регулирования воздействие $x_{\text{рег, И}}$ постепенно растет, а воздействие $x_{\text{рег, П}}$ снижается по мере уменьшения отклонения $x_{\text{пр}} - x_{\text{вых}}$. Процесс регулирования заканчивается, когда интегрирующая часть регулятора перестает интегрировать, что происходит после ликвидации отклонения регулируемой величины. При этом воздействие $x_{\text{рег, П}}$ обращается в нуль, все регулирующее действие создает интегральная часть и внешняя характеристика АСР — астатическая.

Пропорционально-дифференциальный регулятор ПД имеет показанную на рис. 6.24 структуру и описывается уравнением

$$X_{\text{рег}} = \left(k_1 + \frac{k_2 T p}{T p + 1} \right) X_{\text{вх}}$$

или при идеализации дифференциатора

$$X_{\text{рег}} = (k_1 + k_2 p) X_{\text{вх}}.$$

ПД-регулятор обладает способностью как бы «предугадывать» направление изменений регулируемой величины, что ускоряет процесс регулирования, повышает устойчивость АСР (см. § 6.8) и качество регулирования, снижая перерегулирование (заметные выбросы отклонений регулируемой величины, противоположные по знаку первоначальному отклонению).

На рис. 6.25 кривая 1 соответствует регулирующему воздействию П-регулятора — пропорциональному (и противоположному по знаку) отклонению регулируемой величины. В точках *a* и *б* (при значении $x_{\text{вых, a}} = x_{\text{вых, б}}$)

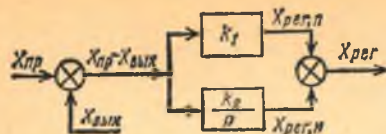


Рис. 6.23. Структурная схема идеального ПИ-регулятора (изодромного).

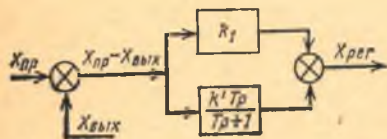


Рис. 6.24. Структурная схема ПД-регулятора.

регулятор действует одинаково, хотя было бы полезно в точке *а* регулирующее воздействие усилить (рассогласование $X_{пр} - X_{вых}$ продолжает расти), а в точке *б*, наоборот, снизить (рассогласование уменьшается) чтобы ограничить перерегулирование. Такие корректирующие добавки к управляющему воздействию дает дифференцирующая часть ПД-регулятора (кривая 2). Кривая 3 — суммарное воздействие регулятора.

В необходимых случаях ПД-регулятор может иметь дополнительный канал регулирования по второй производной рассогласования.

Следует заметить, что регулировать только по производным нельзя, так как в установившихся режимах

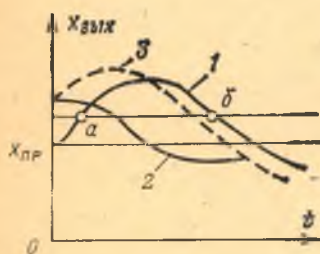


Рис. 6.25.

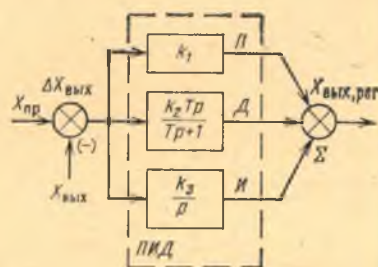


Рис. 6.26.

Рис. 6.25. Эффект введения производной в закон регулирования. 1 — отклонение регулируемой величины и пропорциональное ему регулирующее воздействие пропорционального регулятора; 2 — регулирующее воздействие по производной отклонения; 3 — регулирующее воздействие ПД-регулятора.

Рис. 6.26. Структурная схема ПИД-регулятора.

регулятор бездействует и регулирование будет отсутствовать.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор ПИД имеет структурную схему, показанную на

рис. 6.26, уравнение

$$X_{\text{рег}} = \left(k_1 + \frac{k_2 T p}{T p + 1} + \frac{k_3}{p} \right) X_{\text{вх}}$$

и осуществляет астатическое регулирование с ускорением процесса регулирования благодаря каналам пропорционального и дифференцирующего действия.

Кроме указанных простейших типовых регуляторов используются и более сложные специальные регуляторы. Например, для регулирования возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов, работающих на дальние линии передачи, применяется так называемый регулятор сильного действия (РСД), образующий комбинированную АСР по отклонению и производной напряжения генератора, а также по возмущающим воздействиям (ток статора, частота) и их производным (см. § 7.6).

6.6. УСТОЙЧИВОСТЬ АСР

Автоматическая система регулирования устойчива, если процессы ее переходов от одного состояния к другому затухающие, т. е. если свободная составляющая отклонений регулируемой величины с течением времени стремится к нулю. Для этого решение дифференциального уравнения свободного движения АСР, записанного в отклонениях, должно стремиться к нулю при $t \rightarrow \infty$. В общем виде это решение имеет вид:

$$x_{\text{вых, св}}(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t} + \dots + C_n e^{p_n t}, \quad (6.23)$$

где $p_1, p_2, \dots, p_n$ — корни характеристического уравнения $D(\bar{p}) = 0$ для разомкнутой и $D(\bar{p}) + K(\bar{p}) = 0$ для замкнутой АСР.

В общем случае корни комплексные, попарно сопряженные:

$$p_{i, i+1} = \alpha_i \pm j\omega_i.$$

Поэтому $e^{p_i t} \leftarrow e^{\alpha_i t} e^{\pm j\omega_i t}$ и при $\omega_i \neq 0$ выходная величина совершает в переходном процессе колебания. Значение $x_{\text{вых, св}}(t)$ стремится к нулю при $t \rightarrow \infty$, если вещественные части всех корней отрицательны. Это условие необходимо и достаточно для устойчивости линейной АСР.

Поскольку алгебраические уравнения высокого порядка не решаются в общем виде, отыскание их корней затруднительно. Поэтому предложены критерии, позво-

ляющие, не решая уравнения, определять, имеет оно или нет корни с положительной вещественной частью. Если таких корней нет, АСР устойчива. В противном случае переходные процессы в АСР незатухающие и она неустойчива.

Значения корней характеристического уравнения однозначно зависят от значений его коэффициентов, являющихся функциями параметров звеньев АСР. Поэтому в критериях устойчивости в той или иной форме отражаются параметры звеньев АСР, что позволяет оценивать их влияние на устойчивость системы. Известны алгебраические критерии Рауса — Гурвица и частотные критерии Михайлова и Найквиста. Все эти критерии исходят из одинаковой предпосылки и равноправны.

Алгебраический критерий устойчивости

Критерии Рауса и Гурвица по существу идентичны, но сформулированы по-разному. Алгебраический критерий Гурвица является более наглядным. В общем случае характеристическое уравнение линейной АСР имеет вид (см. § 6.1):

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0. \quad (6.24)$$

По первому условию Гурвица для устойчивости АСР необходимо, чтобы все коэффициенты уравнения были

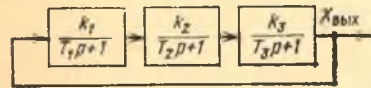


Рис. 6.27. Схема АСР к примеру 6.3.

больше нуля. Отрицательный знак любого коэффициента означает, что АСР структурно неустойчива, т. е. не может быть приведена к устойчивости простым изменением значений коэффициентов и требуется изменить ее структуру. При наличии нулевых коэффициентов си-

стема находится на грани неустойчивости, т. е. практически неустойчива (пример — консервативное звено). Условие $a_0 > 0, a_1 > 0, \dots, a_n > 0$ необходимое, но недостаточное. Дополнительно необходимо, чтобы n определителей Гурвица порядков $n, n-1, n-2, \dots, 1$, составленных из коэффициентов характеристического уравнения, были тоже больше нуля.

На главной диагонали определителя порядка n располагаются коэффициенты от a_1 до a_n , после чего в каж-

дой строке влево и вправо вписываются соответственно коэффициенты с нечетными или четными индексами. Недостающие коэффициенты заменяются нулями. Определители $\Delta_{n-1}, \Delta_{n-2} \dots$ получаются последовательным вычеркиванием последних строк и столбцов определителей.

В качестве примера приводится алгоритм составления определителей для уравнения 6-й степени. На матрице определителя Δ_6 отчеркнуты определители низших порядков:

$$\Delta_6 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & 0 & a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \end{vmatrix} = a_6 \Delta_5 > 0;$$

$$\Delta_5 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix} > 0.$$

Определитель Δ_4 получается вычеркиванием последнего столбца и последней строки определителя Δ_5 и т. д. Определитель $\Delta_n = a_n \Delta_{n-1}$, и если $a_n > 0$, то достаточно ограничиться условием $\Delta_{n-1} > 0$. При $a_n = 0$ система находится на грани апериодической, а при $\Delta_{n-1} = 0$ на грани колебательной неустойчивости.

Пример 6.3. Найти условия устойчивости АСР, показанной на рис. 6.27.

Характеристическое уравнение для разомкнутого состояния:

$$T_1 T_2 T_3 p^3 + (T_1 T_2 + T_2 T_3 + T_1 T_3) p^2 + (T_1 + T_2 + T_3) p + 1 = 0.$$

Так как все параметры звеньев существенно положительны, то первое условие Гурвица удовлетворяется.

Второе условие:

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} T_1 T_2 + T_2 T_3 + T_1 T_3 & 1 \\ T_1 T_2 T_3 & T_1 + T_2 + T_3 \end{vmatrix} > 0,$$

откуда условие устойчивости:

$$\left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3} \right) (T_1 + T_2 + T_3) > 1.$$

Это условие удовлетворяется при любых значениях постоянных времени, и разомкнутая АСР абсолютно устойчива.

Для замкнутого состояния АСР характеристическое уравнение:

$$T_1 T_2 T_3 p^3 + (T_1 T_2 + T_2 T_3 + T_1 T_3) p^2 + (T_1 + T_2 + T_3) p + 1 + k_1 k_2 k_3 > 0,$$

где $k_1 k_2 k_3 = k_{\text{раз}}$;

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} T_1 T_2 + T_2 T_3 + T_1 T_3 & 1 + k_{\text{раз}} \\ T_1 T_2 T_3 & T_1 + T_2 + T_3 \end{vmatrix} > 0,$$

откуда

$$k_{\text{раз}} < \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3} \right) (T_1 + T_2 + T_3) - 1.$$

Условие устойчивости замкнутой АСР наложило ограничение на коэффициент передачи разомкнутой АСР.

Пример 6.4. Найти условия устойчивости АСР, показанной на рис. 6.21.

Уравнение возмущенного движения АСР в разомкнутом состоянии при подаче на ее вход воздействия x_0 (см. рис. 6.17):

$$[T_1 T_3 p^3 + (T_1 + T_3) p^2 + p] X_{\text{вых}} = k_1 k_2 k_3 X_0.$$

Характеристическое уравнение имеет нулевой свободный член $a_3 = 0$ и нулевой корень. Определитель $\Delta_3 = 0$ и $\Delta_2 = T_1 + T_3 > 0$, и в разомкнутом состоянии АСР находится на грани аperiodической неустойчивости.

Характеристическое уравнение замкнутой АСР:

$$T_1 T_3 p^3 (T_1 + T_3) p^2 + p + k_{\text{раз}} = 0; \quad k_{\text{раз}} = k_1 k_2 k_3.$$

Первое условие Гурвица выполняется. Второе условие:

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} T_1 + T_3 & k_{\text{раз}} \\ T_1 T_3 & 1 \end{vmatrix} > 0,$$

откуда условие устойчивости в замкнутом состоянии

$$k_{\text{раз}} < \frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_3}.$$

Ограничение $k_{\text{раз}}$ ограничивает быстродействие АСР, так как в данном случае $k_{\text{раз}}$ определяется из условия $|p X_{\text{вых}}|_{\infty} = \text{const}$, $x_0 = \text{const}$, откуда $k_{\text{раз}} = \frac{p X_{\text{вых}}(\infty)}{x_0}$ и характеризует скорость реакции АСР на возмущающие воздействия.

Пример 6.5. Найти условия устойчивости АСР согласно рис. 6.28. Характеристическое уравнение разомкнутой АСР: $T_2 p^3 + p^2 = 0$. Здесь уже два нулевых коэффициента, а потому $\Delta_3 = 0$ и

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ T_2 & 0 \end{vmatrix} = 0.$$

При постоянном воздействии на входе разомкнутой АСР ее выходная величина изменяется с постоянным ускорением, а после

снятия этого воздействия — с постоянной скоростью¹, АСР — неустойчива.

Характеристическое уравнение замкнутой АСР:

$$T_2 p^3 + p^2 + 0 \cdot p + k_{\text{раз}} = 0.$$

Один его коэффициент остается нулевым, $\Delta_3 = 0$ и

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 1 & k_{\text{раз}} \\ T_2 & 0 \end{vmatrix} = -T_2 k_{\text{раз}} < 0.$$

Замкнутая АСР структурно неустойчива, так как никакими изменениями значений T_2 и $k_{\text{раз}}$ сделать Δ_2 положительным нельзя, и надо скорректировать АСР на устойчивость (см. § 6.10).

Изложенный метод проверки АСР на устойчивость полностью справедлив для линейных, т. е. в той или иной мере идеализированных, АСР. Реальные АСР всегда обладают некоторой нелинейностью. Поэтому результат, найденный для линеаризованной АСР, справедлив для реальной АСР лишь применительно к малым отклонениям от выбранной точки исходного режима в предположении, что в окрестности этой точки характеристики АСР линеаризованы (устойчивость «в малом»).

Для других точек коэффициенты уравнения АСР уже иные и вывод, сделанный для одной точки, может быть несправедлив для других точек. В таком случае выбирают тот исходный режим АСР, для которого условия устойчивости наиболее жесткие (например, $k_{\text{раз}}$ имеет наибольшее значение), и судят об устойчивости АСР «в большом» (при больших отклонениях регулируемой величины) по ее устойчивости «в малом» для худшего случая.

Критерий Гурвица рационально использовать при $n \leq 4$, поскольку уже при $n=5$ условия устойчивости слишком громоздки и ненаглядны. Поэтому разработаны частотные критерии, пригодные для систем высоких порядков.

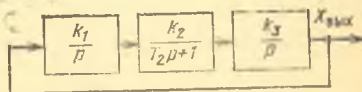


Рис. 6.28. Схема АСР к примеру 6.4.

¹ После снятия воздействия на выходе первого интегрирующего звена сохраняется выходной сигнал, непрерывно интегрируемый вторым интегрирующим звеном.

Частотные критерии

В 1938 г. А. В. Михайловым (СССР) разработан частотный критерий, носящий его имя, и им же по-новому обоснован и обобщен применительно к АСР амплитудно-фазовый критерий, сформулированный Найквистом (США) для усилителей с обратной связью.

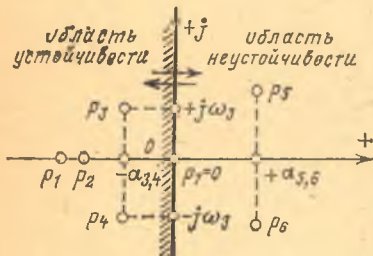


Рис. 6.29. Плоскость корней характеристического уравнения.

Наглядное представление о свойствах САР дает изображение корней ее характеристического уравнения на комплексной плоскости (рис. 6.29). Если все корни лежат в левой полуплоскости, АСР устойчива, а хотя бы одним корне в правой полуплоскости — неустойчива. В случае

наличия корней на мнимой оси $\alpha_i=0$, при прочих корнях в левой полуплоскости АСР — на грани неустойчивости. Наличие корня в начале координат (p_7) характерно для астатических АСР в разомкнутом состоянии (см. пример 6.4).

Все критерии устойчивости АСР исходят из расположения корней в их комплексной плоскости, а потому все они равноправны.

Частотные критерии основываются на *принципе аргумента*, известном из теории функций комплексного переменного.

Пусть дано алгебраическое уравнение с действительными коэффициентами

$$F(\bar{p}) = a_0 \bar{p}^n + a_1 \bar{p}^{n-1} + \dots + a_n = 0. \quad (6.25)$$

Согласно теореме Безу полином $F(\bar{p})$ можно представить в виде

$$F(\bar{p}) = a_0 (p - p_1) (p - p_2) \dots (p - p_n), \quad (6.25a)$$

где p_i — корни уравнения $F(\bar{p}) = 0$.

Если в (6.25a) $p = j\omega$, то

$$F(j\omega) = a_0 (j\omega - p_1) (j\omega - p_2) \dots (j\omega - p_n). \quad (6.26)$$

Геометрически комплексное число $j\omega - p_i$ представляет собой в комплексной плоскости p вектор, начало

которого лежит в точке p_i , а конец — на мнимой оси в точке $j\omega$ (рис. 6.30).

Аргумент комплексного числа $\underline{F}(j\omega)$ равен:

$$\arg \underline{F}(j\omega) = \sum_{i=1}^n \arg(j\omega - p_i).$$

При изменении ω в пределах от $-\infty$ до $+\infty$ концы векторов $j\omega - p_i$ скользят по мнимой оси, а изменение аргумента $\underline{F}(j\omega)$ равно сумме изменений аргументов этих векторов:

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = \sum_{i=1}^n \Delta \arg(j\omega - p_i). \quad (6.27)$$

Из рис. 6.30 следует, что при указанном изменении частоты каждый вектор $j\omega - p_i$, лежащий в левой полуплоскости (соответствующий корню с отрицательной вещественной частью), поворачивается против часовой стрелки и изменение его аргумента равно $+\pi$. Соответственно для векторов, лежащих в правой полуплоскости, изменение аргумента равно $-\pi$. Поэтому если полином $\underline{F}(j\omega)$ имеет $n - m$ левых и m правых корней, то изменение его аргумента

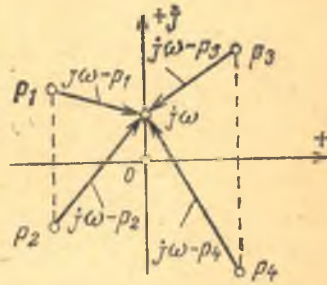


Рис. 6.30. Геометрическое представление комплексных чисел $j\omega - p_i$.

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = (n - m)\pi - m\pi = (n - 2m)\pi. \quad (6.28)$$

Если правые корни отсутствуют, то $m = 0$ и

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = n\pi. \quad (6.29)$$

Критерий Михайлова геометрически интерпретирует принцип аргумента применительно к АСР. Соответственно в этом случае (6.25) является характеристическим уравнением АСР. Для устойчивости АСР требуется выполнение условия (6.29) (все корни левые, $m = 0$).

Геометрическое место конца вектора $F(j\omega)$ при $-\infty < \omega < +\infty$ называется годографом Михайлова. Уравнение годографа согласно (6.25) и (6.26)

$$\underline{F}(j\omega) = a_0(j\omega)^n + a_1(j\omega)^{n-1} + \dots + a_n = U(\omega) + jV(\omega), \quad (6.30)$$

где

$$U(\omega) = a_n + a_{n-2}\omega^2 + a_{n-4}\omega^4 \dots; \quad (6.31)$$

$$V(\omega) = a_{n-1}\omega - a_{n-3}\omega^3 + a_{n-5}\omega^5 \dots \quad (6.32)$$

Из (6.31) и (6.32) следует:

$$U(-\omega) = U(+\omega); \quad (6.33)$$

$$V(-\omega) = -V(+\omega), \quad (6.34)$$

откуда $\underline{F}(-j\omega) = U(\omega) - jV(\omega)$, т. е. функции $\underline{F}(j\omega)$ и $\underline{F}(-j\omega)$ — комплексные сопряженные. Поэтому

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = \Delta \arg \underline{F}(-j\omega)$$

$$-\infty < \omega < 0 \qquad 0 < \omega < +\infty$$

и условие (6.29) можно записать иначе:

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = n \frac{\pi}{2}, \quad (6.35)$$

$$0 < \omega < +\infty$$

Из (6.35) вытекает формулировка критерия Михайлова:

АСР устойчива, если при изменении ω от 0 до $+\infty$ вектор $\underline{F}(j\omega)$ повернется на угол $n \frac{\pi}{2}$, где n — степень характеристического уравнения $F(p) = 0$, или иначе, если годограф $\underline{F}(j\omega)$ с ростом ω от 0 до $+\infty$, начинаясь на действительной оси, обходит последовательно в положительном направлении (против часовой стрелки) n квадрантов.

Примеры годографа Михайлова для устойчивых и неустойчивых АСР показаны на рис. 6.31.

Критерий Найквиста исходит из АФХ системы в разомкнутом состоянии $\underline{W}_{\text{раз}}(j\omega) = K(j\omega)/D(j\omega)$, найденной аналитически или экспериментально. Далее при изменении частоты ω от 0 до $+\infty$ исследуется изменение аргумента вектора

$$\underline{F}(j\omega) = 1 + \underline{W}_{\text{раз}}(j\omega) = \frac{D(j\omega) + K(j\omega)}{D(j\omega)}. \quad (6.36)$$

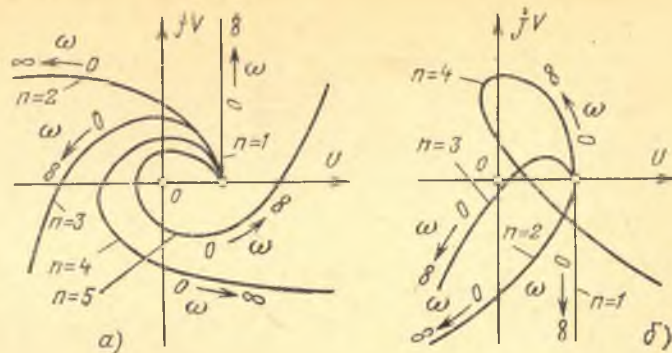


Рис. 6.31. Годографы Михайлова.
а — для устойчивых АСР; б — для неустойчивых АСР.

Согласно выражениям (6.14) и (6.16а) знаменатель $\underline{D}(j\omega)$ есть характеристический полином АСР в разомкнутом состоянии, а числитель $\underline{D}(j\omega) + \underline{K}(j\omega)$ — характеристический полином АСР в замкнутом состоянии. По физическим соображениям степень m полинома $\underline{K}(j\omega)$ не может быть выше степени n полинома $\underline{D}(j\omega)$ *. Поэтому и числитель и знаменатель имеют степень n .

Применение к функции $\underline{F}(j\omega)$ критерия Михайлова дает:

$$\Delta \arg \underline{F}(j\omega) = \Delta \arg (\underline{D}(j\omega) + \underline{K}(j\omega)) - \Delta \arg \underline{K}(j\omega). \quad (6.37)$$

Следовательно, если АСР устойчива и в разомкнутом и в замкнутом состояниях, то суммарное изменение аргумента вектора $\underline{F}(j\omega)$ равно нулю.

Геометрическая интерпретация этого положения показана на рис. 6.32 применительно к двум статическим АСР (см. рис. 6.27), устойчивым в разомкнутом состоянии, но отличающимся значениями $k_{раз} = k_1 k_2 k_3$. Вектор

* В случае $m > n$ из передаточной функции $W_{раз}(\bar{p})$ можно выделить (делением числителя на знаменатель) слагаемое с p выше нулевой степени; поэтому при ступенчатом воздействии на входе разомкнутой АСР на ее выходе возникали бы импульсные воздействия, что физически невозможно.

$\underline{F}(j\omega)$, начинаясь в точке с координатами $(-1, 0)$, своим концом скользит по АФХ АСР при изменении ω от 0 до ∞ . Для АФХ с меньшим $k_{\text{раз},1}$ изменение аргумента $\underline{F}_1(j\omega)$ равно нулю, и эта АСР в замкнутом состоянии устойчива. У АСР с большим $k_{\text{раз},2}$ изменение аргумента равно -2π (один оборот по часовой стрелке) и АСР

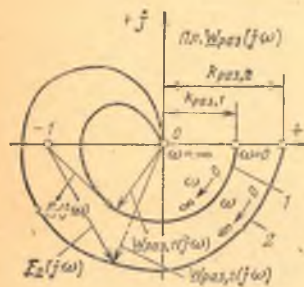


Рис. 6.32. Геометрическая интерпретация критерия Найквиста.

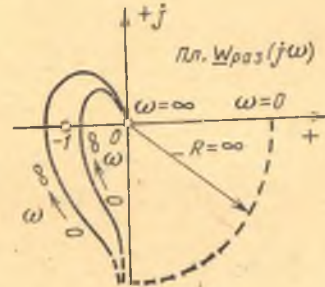


Рис. 6.33. Дополнение дугой бесконечного радиуса АФХ разомкнутых астатических АСР.

в замкнутом состоянии неустойчива. Условие устойчивости наложило ограничение на коэффициент $k_{\text{раз}}$, что совпадает с условием по критерию Гурвица (см. пример 6.3).

Из рис. 6.32 вытекает *обычная формулировка критерия Найквиста:*

устойчивая разомкнутая АСР устойчива и в замкнутом состоянии, если ее АФХ $\underline{W}_{\text{раз}}(j\omega)$ не охватывает точку с координатами $(-1, 0)$.

Характеристическое уравнение разомкнутых астатических АСР имеет нулевой корень (см. пример 6.4), который не лежит в левой полуплоскости. Чтобы применить и к ним указанную формулировку критерия, их относят к условно устойчивым, для чего в области $\omega=0$ бесконечно малый отрезок мнимой оси заменяют 90-градусной дугой бесконечно малого радиуса справа от начала координат. Это позволяет считать нулевой корень левым. При этом АФХ разомкнутой системы дополняется в области нулевой частоты 90-градусной дугой бесконечно большого радиуса $R=\infty$ (рис. 6.33), что позволяет судить об охвате или неохвате точки $(-1, 0)$. При-

менительно к структуре АСР, показанной выше на рис. 6.21, указанный прием иллюстрирует рис. 6.33, из которого видно, что как и для статической АСР, условие устойчивости ограничивает $k_{раз}$. Тот же вывод был получен по критерию Гурвица (см. пример 6.4).

Если нулевых корней не один, а например, два, как у АСР со структурой, показанной выше на рис. 6.28, то АФХ дополняется 180-градусной дугой. Годографы на рис. 6.34 для этого случая показывают, что при двух последовательно включенных интегрирующих звеньях замкнутая АСР всегда (структурно) неустойчива, как это следовало и по критерию Гурвица (см. пример 6.5).

Если АФХ устойчивой разомкнутой АСР проходит через точку $(-1, 0)$, то в замкнутом состоянии АСР находится на грани неустойчивости. Неустойчивая разомкнутая АСР может оказаться устойчивой в замкнутом состоянии.

Если характеристическое уравнение разомкнутой АСР имеет m правых корней, то согласно (6.28)

$$\Delta \arg D(j\omega) = (n - 2m) \frac{\pi}{2}, \quad 0 < \omega < \infty$$

Чтобы АСР была устойчива в замкнутом состоянии, согласно (6.38) требуется

$$\Gamma \Delta (\arg(D(j\omega)) - K(j\omega)) = n \frac{\pi}{2}, \quad 0 < \omega < \infty$$

Отсюда с учетом (6.37) необходимо выполнение условия

$$\Delta \arg F(j\omega) = n \frac{\pi}{2} - (n - 2m) \frac{\pi}{2} = \frac{m}{2} 2\pi, \quad 0 < \omega < \infty$$

т. е. чтобы АФХ неустойчивой разомкнутой АСР $m/2$ раз охватила точку $(-1, 0)$ в положительном направлении [25, 26].

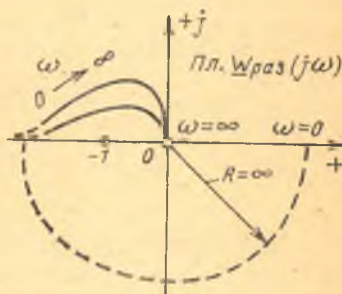


Рис. 6.34. Геометрическое обоснование структурной неустойчивости АСР с двумя интегрирующими звеньями.

На основе критерия Найквиста можно исследовать деформирования $\underline{W}_{\text{раз}}(j\omega)$ изменением структуры АСР через добавление к ней звеньев и связей в целях обеспечения или повышения ее устойчивости.

Один из наглядных примеров — анализ устойчивости АСР с запаздыванием. Такую АСР можно представить последовательным соединением части АСР без запаздывания с $\underline{W}_{\text{раз},0}(j\omega) = A(\omega) e^{j\varphi(\omega)}$ и запаздывающего звена $e^{-j\omega\tau}$ (см. табл. 6.2). Соответственно АФХ АСР с запаздыванием:

$$\underline{W}_{\text{раз}}(j\omega) = A(\omega) e^{j[\varphi(\omega) - \omega(\tau)]} \quad (6.38)$$

Добавление запаздывающего звена только сдвигает вектор $\underline{W}_{\text{раз}}(j\omega)$ по часовой стрелке на угол $\omega\tau$, не меняя его модуля. На рис. 6.35 показаны АФХ без запаздывания и с запаздыванием. Если на частоте ω_m модуль $A(\omega_m) = 1$ и запаздывающее звено дает сдвиг фазы $\omega_m\tau_{\text{кр}}$, то результирующая АФХ проходит через точку $(-1, 0)$ и АСР находится на грани неустойчивости. Отсюда определяется критическое запаздывание $\tau_{\text{кр}}$, при превышении которого АСР неустойчива. Однако в случае дальнейшего увеличения τ АСР может опять стать устойчивой, затем вновь неустойчивой и т. д. Таким образом существует ряд диапазонов значений запаздывания, в которых АСР может быть устойчивой [25, 26].

Для упрощения расчетов часто используются *инверсные АФХ* $\underline{W}_{\text{раз}}^{-1}(j\omega) = \underline{D}(j\omega)/\underline{K}(j\omega)$, поскольку степень $\underline{K}(j\omega)$, как правило, ниже степени $\underline{D}(j\omega)$. (Например, у апериодического звена $\underline{W}_{\text{раз}}^{-1}(j\omega) = \frac{1}{k} + j\frac{T}{k}\omega$.) В этом случае вопрос охвата или не охвата точки $(-1, 0)$ формулируется наоборот.

Еще большее упрощение дает *логарифмическая форма критерия Найквиста*, поскольку перемножение АФХ заменяется сложением ЛАЧХ элементов АСР. При этом результирующая ЛАЧХ представляет собой ломаную линию из отрезков с разными наклонами, точка пересечения которой с осью частот на частоте среза $\omega_{\text{ср}}$ (см.

При вариации параметров АСР требуется каждый раз проверка ее устойчивости, что при высокой степени характеристического уравнения громоздко.

Метод D -разбиения основан на том, что при непрерывном изменении коэффициентов характеристического уравнения его корни непрерывно перемещаются в плоскости корней и могут пере-

ми устойчивости являются области $D(n, 0)$, имеющие $m=0$. При переходе из правой в левую полуплоскость k корней образуется область $D(n-m+k, m-k)$, а при переходе корней вправо — область $D(n-m-k, m+k)$. Отображение мнимой оси плоскости корней в пространстве варьируемых параметров АСР является границей между областями D -разбиения. При трех варьируемых параметрах граница представляет собой поверхность в трех измерениях, а при двух и одном — плоскую кривую.

201

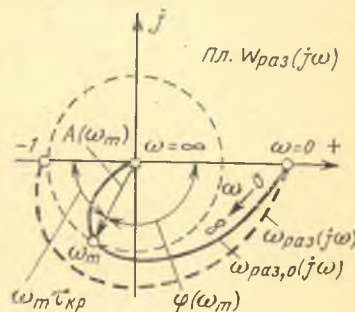


Рис. 6.35. К определению условия устойчивости АСР с запаздыванием.

Для получения границы D -разбиения по двум параметрам ν и η последние выносятся из коэффициентов характеристического уравнения и делается подстановка $p=j\omega$:

$$\nu \underline{P}(j\omega) + \eta \underline{Q}(j\omega) + \underline{R}(j\omega) = 0, \quad (6.39)$$

где $\underline{P}(j\omega)$, $\underline{Q}(j\omega)$, $\underline{R}(j\omega)$ — комплексные полиномы, не содержащие варьируемых параметров.

Далее, значение $p=j\omega$ считается корнем этого уравнения, лежащим на мнимой оси, и для учета всех возможных случаев попадания корней на эту ось значение ω меняют от $-\infty$ до $+\infty$. Тогда (поскольку уравнение удовлетворяется) каждому значению $p=j\omega$ отвечают значения ν и η , лежащие на границе D -разбиения.

Уравнение (6.39) разбивается на действительную и мнимую части:

$$\begin{aligned} \nu(P_1(\omega) + jP_2(\omega)) + \eta(Q_1(\omega) + jQ_2(\omega)) + \\ + R_1(\omega) + jR_2(\omega). \end{aligned} \quad (6.40)$$

Приравнивание нулю каждой из частей (6.40) дает два уравнения относительно ν и η , определяющих в плоскости ν, η две прямые:

$$\nu P_1(\omega) + \eta Q_1(\omega) + R_1(\omega) = 0;$$

$$\nu P_2(\omega) + \eta Q_2(\omega) + R_2(\omega) = 0.$$

Совместное решение этих уравнений дает искомые значения ν, η на границе D -разбиения, причем возможны три случая:

прямые не параллельны и в их пересечении получаются единственные конечные значения ν, η ;

прямые параллельны и значения ν, η лежат в бесконечности;

прямые совпадают и вместо точки определяют в плоскости ν, η прямую.

Возможно также появление так называемых особых прямых [25, 26].

По значениям ν, η , найденным при изменении ω от $-\infty$ до $+\infty$, строится граница D -разбиения, на которую по определенным правилам наносятся двойная и одинарная штриховки, направленные в сторону области с большим числом левых корней¹.

¹ Это имеет аналогию с штриховкой в плоскости корней (см. рис. 6.29).

При пересечении границы разбиения (задаваясь значениями v, η) по двойной штриховке приобретаются два левых и теряются два правых сопряженных корня, т. е. происходит переход из области $D(n-m, m)$ в область $D(n-m+2, m-2)$. Аналогично пересечение по одинарной штриховке дает переход из области $D(n-m, m)$ в область $D(n-m+1, m-1)$.

Соответственно пересечение против штриховки уменьшает число левых и увеличивает число правых корней.

Выбрав произвольно область и обозначив ее $D(n-m, m)$, переходят через границу разбиения в другие области, подсчитывая переходы корней, и определяют область с минимумом m . Поскольку этот минимум еще не означает $m=0$, в найденной области берется точка (желательно с значениями v и η , упрощающими характеристическое уравнение) и по одному из критериев проверяется устойчивость АСР. Если результат положителен, то АСР устойчива при любых значениях v, η , лежащих в данной области. В противном случае областей устойчивости вообще нет.

В качестве примера на рис. 6.36 показана разметка областей D : одиночная штриховка — на возникших двух прямых; претендент на устойчивость — область $D(n-m, m)$. Для проверки устойчивости выбрана точка a .

При разбиении по одному параметру v уравнение (6.39) после вынесения из его коэффициентов этого параметра имеет вид:

$$vP(j\omega) + R(j\omega) = 0, \quad (6.41)$$

откуда

$$v = -\frac{R(j\omega)}{P(j\omega)} = X(\omega) + jY(\omega). \quad (6.42)$$

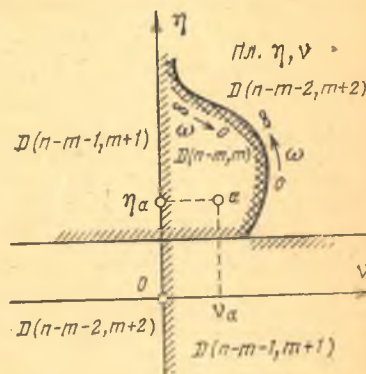


Рис. 6.36. Пример разметки областей D -разбиения по двум параметрам.

Из (6.42) следует, что параметр γ оказывается комплексным и D -области содержат его комплексные значения. Условия задачи отвечают значения $X(\omega)$, лежащие на вещественной оси.

При обходе границы разбиения от $\omega = -\infty$ до $\omega = +\infty$ она штрихуется одинарно слева. Участки границы для $\omega > 0$ и $\omega < 0$ зеркально отображают друг друга

относительно вещественной оси. Претендентами на устойчивость могут быть только области со штриховкой, направленной внутрь [25, 26].

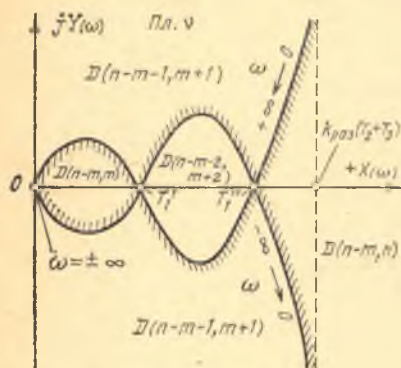


Рис. 6.37. Пример D -разбиения по одному параметру.

уравнение вырождается в уравнение второго порядка с двумя левыми корнями. При $T_1 \neq 0$ уравнение имеет три корня, причем если $T_1 \rightarrow 0$, то один из них стремится к бесконечности. В точке $(0, 0)$ на границе разбиения кроме указанных двух левых корней имеется корень $+j\omega$, который при сходе с границы по штриховке уходит в левую полуплоскость корней и, следовательно, области $D(n-m, m)$ — области устойчивости. Таким образом, АСР устойчива, когда $0 \leq T_1 < T'_1$ и когда $T_1 > T''_1$. Если T_1 мала, то АСР приближается к системе второго порядка, а при большой T_1 — к системе первого порядка (T_2 и T_3 малы по сравнению с T_1 и влияют мало).

6.7. КАЧЕСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Требования к устойчивости АСР не являются единственными. Дополнительно требуются надлежащие показатели качества регулирования. Такие показатели в разных случаях могут быть различными. Однако можно выделить несколько наиболее существенных, доста-

точно полно определяющих качество почти всех АСР. Такими основными показателями являются: время регулирования, перерегулирование, колебательность переходного процесса, установившаяся ошибка (погрешность) и иногда, дополнительно, скорость изменения регулируемой величины, основная частота ее колебаний и др.

Оценка указанных показателей производится на основе переходной характеристики АСР (рис. 6.38).

Временем регулирования $\tau_{\text{рег}}$, характеризующим быстродействие АСР, называется время от момента приложения к АСР единичного воздействия до момента, когда отклонения регулируемой величины $\Delta h(t)$ от ее установившегося значения $h_0 = h_{(\infty)}$ станут меньше наперед заданного значения ε (обычно $\varepsilon = 0,05$).

Перерегулированием σ называется максимальное отклонение Δh_{max} регулируемой величины от установившегося значения $h_0 = h_{(\infty)}$, %:

$$\Delta h_{\text{max}} = h_{\text{max}} - h_{(\infty)}; \sigma = \frac{\Delta h_{\text{max}}}{h_{(\infty)}} 100.$$

Колебательность АСР характеризуется числом колебаний регулируемой величины за время $\tau_{\text{рег}}$.

Установившаяся ошибка $\varepsilon(\infty)$ статической АСР:

по каналу возмущающего воздействия $x_{\text{в}}$ (см. § 6.4) равна:

$$\varepsilon(\infty) = \Delta x_{\text{вых}}(\infty) = \frac{k_{\text{нп}}}{1 + k_{\text{раз}}} x_{\text{в}}$$

и по каналу предписывающего воздействия

$$\varepsilon(\infty) = \Delta x_{\text{вых}} = \frac{1}{1 + k_{\text{раз}}} \Delta x_{\text{пр}}.$$

Коэффициентом статизма $k_{\text{ст}}$ называется относительное значение установившейся ошибки:

по каналу возмущающего воздействия

$$k_{\text{ст}} = \frac{\varepsilon(\infty)}{x_{\text{в}}} = \frac{k_{\text{нп}}}{1 + k_{\text{раз}}};$$

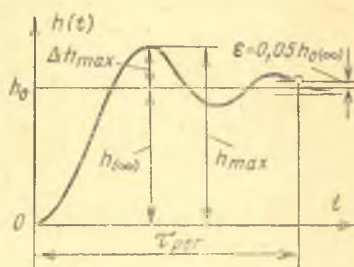


Рис. 6.38. К оценке качества регулирования по переходной характеристике АСР.

по каналу предписывающего воздействия

$$k_{ст} = \frac{\varepsilon(\infty)}{\Delta x_{пр}} = \frac{1}{1 + k_{раз}}$$

Установившаяся ошибка астатических АСР равна нулю.

Переходная характеристика дает непосредственное представление о качестве функционирования АСР. Однако аналитическое ее получение сопряжено с численным решением дифференциальных уравнений, требующим в необходимых случаях ЭВМ, а экспериментальное ее получение не всегда возможно по особенностям технологических процессов.

Поэтому разработан сравнительно простой способ приближенного построения переходной характеристики по вещественной частотной характеристике АСР, а также

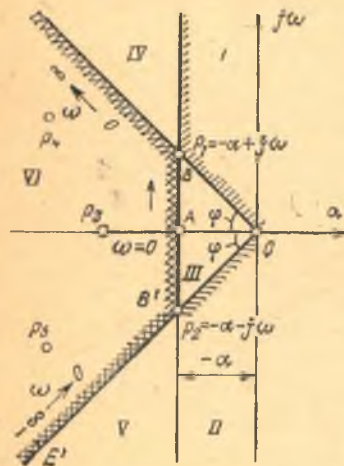


Рис. 6.39. Области корней характеристического уравнения АСР для заданных степени устойчивости и коэффициента затухания колебаний.

наиболее влияют на характер переходного процесса корни, ближайшие к мнимой оси. Если учитывать только пару корней, ближайших к этой оси, то переходный процесс АСР становится подобным переходному процессу звена второго порядка.

предложены достаточно просто получаемые без построения переходной характеристики косвенные оценки, характеризующие отдельные особенности переходного процесса. К ним относятся оценки: по распределению корней характеристического уравнения; по АЧХ замкнутой АСР; по АФХ и логарифмическим частотным характеристикам разомкнутой АСР; по интегральным критериям [25, 26].

Оценка по распределению корней базируется на том, что переходный процесс затухает тем медленнее, чем ближе левые корни к мнимой оси, т. е. чем меньше их вещественная часть [см. (6.4) и рис. 6.39]. При этом

Расстояние α от мнимой оси ближайших к ней корней характеризует запас устойчивости АСР и называется степенью устойчивости.

Наибольший угол φ , образуемый с отрицательной вещественной полуосью лучами OE и OE' (рис. 6.39), проведенными из начала координат через ближайшие корни p_1, p_2 , характеризует колебательность переходного процесса. Котангенс этого угла $m = \operatorname{ctg} \varphi = \alpha/\omega$ называется коэффициентом затухания колебаний или степенью колебательности.

Затухание колебательной составляющей оценивается разностью ее амплитуд ($\Delta A = \Delta h$ на рис. 6.38) за период колебаний T , отнесенной к большей амплитуде и называемой степенью затухания:

$$\Psi = \frac{A_1 - A_2}{A_1} = 1 - \frac{A_2}{A_1} = 1 - e^{-\alpha T} = 1 - e^{-\alpha \frac{2\pi}{\omega}} = \\ = 1 - e^{-2\pi m}.$$

Степень затухания тем меньше, чем меньше m , т. е. чем больше угол φ . Таким образом, корни, лежащие на луче OE (OE'), дают наименьшее затухание колебаний.

Указанные лучи и параллельная мнимой оси прямая, сдвинутая от оси на расстояние $-\alpha$, пересекают левую полуплоскость корней на шесть областей (рис. 6.39): области I и II, соответствующие составляющим переходного процесса со степенью устойчивости, меньшей α , и коэффициентом затухания колебаний, меньшим m ; область III со степенью устойчивости, меньшей α , и коэффициентом затухания, большим m ; области IV и V со степенью устойчивости, большей α , и коэффициентом затухания, меньшим m ; область VI со степенью устойчивости, большей α , и коэффициентом затухания, большим m .

Используя D -разбиение по двум параметрам АСР ν и η , можно найти области, в которых обеспечиваются

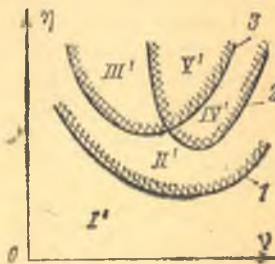


Рис. 6.40. Выявление областей с заданными степенями устойчивости и колебательности посредством D -разбиений по двум параметрам АСР.

заданные значения α и m . Для этого строятся границы трех D -разбиений. Первое разбиение с подстановкой в характеристическое уравнение $p=j\omega$ дает границу областей устойчивости (см. § 6.8). Второе — с подстановкой $p=-\alpha+j\omega$ (отображение прямой, параллельной мнимой оси) дает границу областей со степенью устойчивости выше заданной. Третье — отображающее луч OE с лежащими на нем корнями¹, удаленными от мнимой оси на расстояние $\alpha=\omega \operatorname{ctg} \varphi=m\omega$, получается подстановкой $p=\omega(-m+j)$ и дает границу областей с коэффициентом затухания больше заданного.

В качестве иллюстрации на рис. 6.40 показаны границы областей: 1 — устойчивости системы; 2 — заданной степени устойчивости; 3 — заданной степени колебательности.

Область II' соответствует областям I и II на рис. 6.39, область III' — области III , область IV' — областям IV и V и, наконец, область V' , соответствующая области IV , является искомой со степенями устойчивости большими и степенями колебательности меньшими заданных. Область I' — область неустойчивости (имеются корни в правой полуплоскости).

Методика получения прочих из перечисленных оценок изложена в специальной литературе [25, 26].

Требуемое качество регулирования реализуется соответствующим подбором параметров настройки регулятора, а если этого недостаточно, то посредством коррекции АСР.

6.8. КОРРЕКЦИЯ АСР

Введение в управляющую часть АСР дополнительных звеньев с целью обеспечения устойчивого и качественного функционирования АСР называется ее коррекцией, а дополнительные звенья — корректирующими. Частным случаем коррекции является приведение к устойчивости структурно неустойчивых АСР (см. § 6.4).

Синтез АСР, отвечающей поставленным требованиям, не имеет однозначного решения и может осуществ-

¹ При D -разбиении по двум параметрам его границы для $\omega > 0$ и $\omega < 0$ совпадают, поэтому подстановка для луча OE' не рассматривается.

латься различными способами. К ним относятся включения корректирующих звеньев: последовательно, параллельно и встречно-параллельно с звеньями управляющей части, а также введение в закон регулирования производных и интегралов. При этом (особенно для АСР высоких порядков) широко используются частотные методы, критерии и D -разбиение.

Использование последовательной и параллельной коррекции можно проиллюстрировать простыми примерами. Так, для АСР со структурой, показанной на рис. 6.27, условие устойчивости ограничивает допустимый ко-

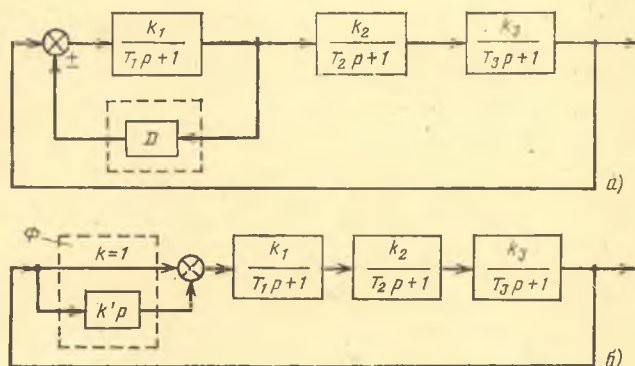


Рис. 6.41. Введение в статическую АСР корректирующих звеньев. а — встречно-параллельно; б — последовательно; Φ — форсирующее звено.

эффициент передачи $k_{\text{раз}}$, от которого зависит статическая погрешность АСР. Если она оказывается больше требуемой, можно скорректировать АСР разными способами. Из критерия устойчивости видно, что при $T_1 = T_2 = T_3$ (см. пример 6.3) допустимое значение $k_{\text{раз}} < 8$ и оказывается наименьшим. Если же значения постоянных времени «раздвинуть», уменьшив или увеличив, например, значение T_1 , то предельный $k_{\text{раз}}$ существенно возрастает. Изменить постоянную времени можно, применив гибкую обратную связь посредством дифференцирующего звена D (рис. 6.41, а). Как следует из табл. 6.3, отрицательная ГОС увеличивает, а положительная уменьшает значение T_1 . Зная значения T_2 , T_3 и требуемый $k_{\text{раз}}$, можно выполнить D -разбиение по параметру

T_1 (см. рис. 6.37), выбрать в области устойчивости значение T_1 и по нему найти параметры звена D .

Ту же задачу можно решать показанной на рис. 6.41,б прямой последовательной коррекцией, включив «форсирующее» звено Φ с передаточной функцией $W(\bar{p}) = 1 + k'\bar{p}$ (рис. 6.42), т. е. превратив П-регулятор в ПД-регулятор. Применение к скорректированной АСР критерия Гурвица дает условие ее устойчивости:

$$k_{\text{раз, к}} < \frac{\left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3}\right)(T_1 + T_2 + T_3) - 1}{1 + k' \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3}\right)}.$$

Числитель этого выражения определяет предельный $k_{\text{раз}}$ для нескорректированной АСР, и, следовательно, коррекция позволяет повысить коэффициент передачи в отношении

$$\frac{k_{\text{раз, к}}}{k_{\text{раз}}} = \frac{1}{1 - k' \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3}\right)}.$$

Максимально допустимое значение k' ограничивается требованием положительности знаменателя. Приме-

нительно к критерию Найквиста на рис. 6.42 показаны АФХ: нескорректированной АСР, неустойчивой при данном $k_{\text{раз}}$ (кривая 1); форсирующего звена (прямая 2) и примерная скорректированной АСР, устойчивой при соответствующем значении k' (кривая 3). Положительный фазовый угол форсирующего звена, вычитаясь из отрицательного фазового угла нескорректированной АФХ, отодвигает последнюю от точки $(-1, 0)$. Однако умножение на модуль АФХ форсирующего звена вновь сдвигает АФХ

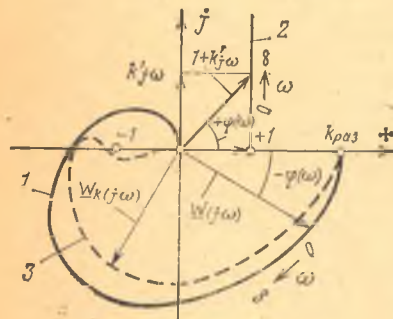


Рис. 6.42. Деформирование АФХ статической АСР введением «форсирующего» звена. 1 — АФХ исходной разомкнутой АСР; 2 — АФХ форсирующего звена; 3 — примерный вид АФХ скорректированной АСР.

АСР в сторону этой точки, и, следовательно, существует некоторое предельно допустимое значение k' .

Каждый способ имеет определенные достоинства и недостатки. Первый дает широкие возможности повышения предельного $k_{\text{раз}}$, но увеличение T_1 из-за отрицательной ГОС замедляет процесс регулирования. Второй способ повышает быстродействие АСР, но снижает возможность повышения $k_{\text{раз}}$.

Другой пример — приведение к устойчивости структурно неустойчивой АСР, показанной на рис. 6.28 и рассмотренной в примере 6.5. На рис. 6.43 показаны три способа ее коррекции.

По первому способу — преобразование одного из интегрирующих звеньев в аperiodическое посредством жесткой отрицательной ОС (рис. 6.43,а) превращает АФХ

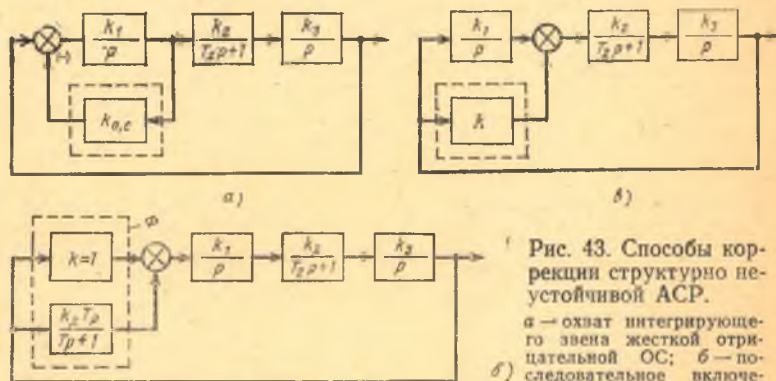


Рис. 43. Способы коррекции структурно неустойчивой АСР.

а — охват интегрирующего звена жесткой отрицательной ОС; б — последовательное включение «форсирующего» звена; в — введение дополнительной прямой параллельной связи.

исходной АСР (рис. 6.34) в АФХ структурно устойчивой АСР (рис. 6.33). Достоинство способа — простота, недостаток — потеря астатичности, если оставшееся интегрирующее звено оказывается во внутренней части АСР.

Второй способ (рис. 6.43,б) — последовательное включение форсирующего звена (для большей общности дифференциатор — реальный) с передаточной функцией

$$1 + \frac{k_d T p}{T p + 1} = \frac{(1 + k_d) T p + 1}{T p + 1}.$$

Характеристическое уравнение скорректированной АСР четвертого порядка:

$$T T_2 p^4 + (T + T_2) p^3 + p^2 + (1 + k_d) k_{\text{раз}} T p + k_{\text{раз}} = 0.$$

Все коэффициенты больше нуля, и АСР стала структурно устойчивой.

По критерию Гурвица из условия $\Delta_3 > 0$, содержащего в себе условие $\Delta_2 > 0$, получается:

$$k_{\text{раз}} < \frac{(T + T_2)(Tk_d - T_2)}{T_2 T^2 (1 + k_d)^2}.$$

Дополнительное условие устойчивости $Tk_d - T_2 > 0$, откуда требуемый коэффициент передачи дифференцирующего звена $k_d > T_2/T$. Достоинство способа — повышение быстродействия АСР с сохранением ее астатичности.

Третий способ (рис. 6.43, в) — введение дополнительной прямой параллельной связи. Передаточная функция первого звена с параллельной связью равна $\frac{k_1 + kp}{p}$.

Характеристическое уравнение — третьего порядка: $T_2 p^3 + p^2 + k k_2 k_3 p + k_1 k_2 k_3 = 0$. Все коэффициенты больше нуля, и по критерию Гурвица условие устойчивости

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 1 & k_1 k_2 k_3 \\ T_2 & k k_2 k_3 \end{vmatrix} = k k_2 k_3 - T_2 k_1 k_2 k_3 > 0,$$

и требуемый коэффициент дополнительной связи $k > k_1 T_2$.

Показанная выше на рис. 6.34 АФХ нескорректированной АСР повторена на рис. 6.44 (характеристика 1). Два интегрирующих звена дают фазовый сдвиг на $-\pi$ и

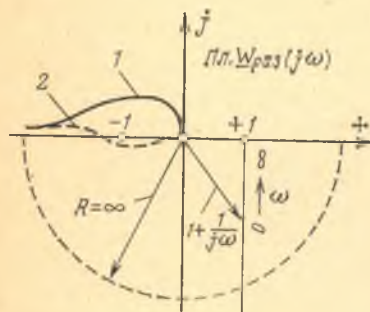


Рис. 6.44. Эффект дополнительной прямой параллельной связи (см. рис. 6.43, в).

1 — исходная АФХ; 2 — скорректированная АФХ.

апериодическое звено при $\omega \rightarrow \infty$ еще на $-\pi/2$. Общий максимальный сдвиг фазы $-3\pi/2$. После коррекции вектор интегрирующего звена с параллельной связью скользит своим концом по проходящей через точку $(+1, 0)$ прямой, параллельной мнимой оси, и его фазовый сдвиг меняется от $-\pi/2$ при $\omega = 0$ до нуля при $\omega = \infty$ (рис. 6.44). В результате предельный сдвиг фазы (при $\omega = \infty$) скорректирован-

ной АФХ снижается до $-\pi$. Примерный вид АФХ системы, приведенной к устойчивости, показан пунктиром (характеристика 2).

Расчеты коррекции упрощает использование ЛАЧХ. Построив ЛАЧХ нескорректированной и ЛАЧХ желательно скорректированной АСР, по их разности можно найти ЛАЧХ требуемого корректирующего звена [25, 26].

Глава седьмая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

7.1. НАЗНАЧЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Техническая необходимость и экономическая целесообразность автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов обуславливаются специфическими особенностями процесса производства и распределения электроэнергии. Возбуждение определяет напряжение синхронного генератора. Напряжение различно по абсолютному значению и по фазе в каждом из узлов схемы электроэнергетической системы. Различие напряжений обуславливается передачей (транспортировкой) электроэнергии. Напряжение $\dot{U}_л$ в начале линии электропередачи (рис. 7.1,а) от гидро- или тепловой электростанции ЭС в электроэнергетическую систему С отличается от напряжения $\dot{U}_с$ системы на $\Delta\dot{U}$, определяемое активной $P_л$ и реактивной $Q_л$ мощностями в линии:

$$\begin{aligned}\dot{U}_л = \dot{U}_с + \Delta\dot{U} = \dot{U}_с \pm \frac{Q_л}{U_с} X_л + \\ + j \frac{P_л}{U_с} X_л = \dot{U}_с \pm j I_p X_л + j I_a X_л.\end{aligned}\quad (7.1)$$

Из (7.1) и векторной диаграммы рис. 7.1,б видно, что различие напряжений по фазе необходимо для передачи активной мощности

$$P_л = \frac{U_л U_с}{X_л} \sin \delta_л; \quad (7.2)$$

различие абсолютных значений напряжений определя-

ется согласно (7.1) преимущественно реактивной мощностью электропередачи.

При данном напряжении U_c передаваемая мощность $P_{\text{л}}$ определяется вектором напряжения $\vec{U}_{\text{л}}$ в начале линии электропередачи. При неизменных абсолютных значениях напряжений $U_{\text{л}}$ и U_c и угле $\delta_{\text{л,пр}} = \pi/2$ по линии передается, как известно [27], наибольшая возможная мощность — предельная мощность линии $P_{\text{л,пр}}$. Если на-

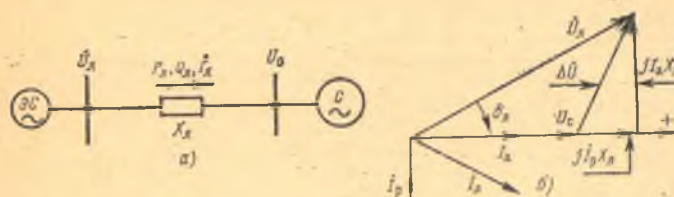


Рис. 7.1. Иллюстрация необходимости различия между векторами напряжения в начале и в конце линии электропередачи.

а — схема линии; б — векторная диаграмма.

пряжение $U_{\text{л}}$ по мере возрастания мощности $P_{\text{л}}$ уменьшается, что имеет место при неизменной нерегулируемой ЭДС генераторов станции, то угол $\delta_{\text{л}}$ достигает предельного значения $\delta_{\text{л,пр}}$ при $P_{\text{л}} < P_{\text{л,пр}}$. При дальнейшей попытке увеличения передаваемой мощности нарушается статическая устойчивость электропередачи.

При внезапном снижении напряжения во время короткого замыкания в электроэнергетической системе сохранение синхронной работы электростанций зависит от скорости восстановления напряжения в процессе и после отключения короткого замыкания. В случае наступления асинхронного хода от скорости восстановления и уровней напряжения зависит успешность и время восстановления синхронной работы электрических станций.

Поэтому автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов имеет важное значение для обеспечения статической, динамической и результирующей устойчивости электропередачи.

Ток возбуждения генератора G (рис. 7.2,а) определяет его ЭДС E_q (рис. 7.2,б), напряжение $\vec{U}_r$ и напряжение $\vec{U}_{\text{л}}$ линии, связанные между собой соотношениями, аналогичными (7.1). При отсутствии автоматического регулирования возбуждения ЭДС $E_q = \text{const}$. Реактивная мощность генератора [27]

$$Q_r = Q_{Eq} = \frac{E_q^2}{X_d + X_c} - \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \cos \delta, \quad (7.3)$$

где $X_c = X_r + X_L$; $\delta = (\vec{E}_q, \vec{U}_c)$.

Активная мощность электропередачи определяется характеристикой 1 (рис. 7.2, в):

$$P_r = P_{Eq} = \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \sin \delta. \quad (7.4)$$

Наибольшая передаваемая активная мощность достигается при угле $\delta = \pi/2$.

Активной мощности соответствует определенная реактивная мощность. В частности, для угла $\delta = \pi/2$ для

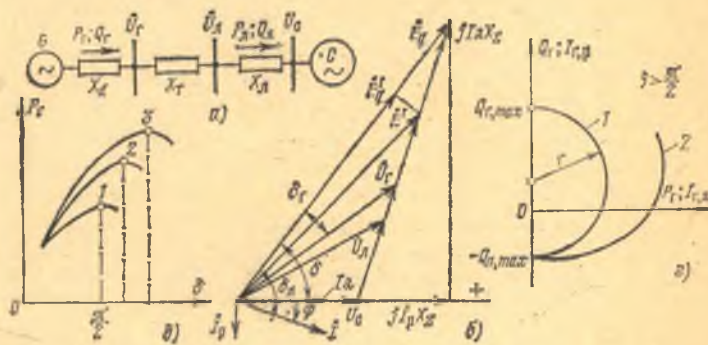


Рис. 7.2. Схема и характеристики электропередачи.

а — схема; б — векторная диаграмма; в — характеристики мощности; г — предельные зависимости между реактивной и активной мощностями.

невянополюсного генератора такая зависимость представляет собой уравнение окружности [30]

$$\left(Q_r - U_r^2 \frac{X_d - X_c}{2X_d X_c} \right)^2 + P_r^2 = \left(U_r^2 \frac{X_d + X_c}{2X_d X_c} \right)^2 \quad (7.5)$$

с центром, расположенным на оси реактивной мощности $Q_r = U_r^2 \frac{X_d - X_c}{2X_d X_c}$, и радиусом $r = U_r^2 \frac{X_d + X_c}{2X_d X_c}$ (рис. 7.2, г, кривая 1). Точки пересечения окружности с осью Q_r соответствуют наибольшим генерируемой $Q_{r, \max} = \frac{U_r^2}{X_c}$ и потребляемой $Q_{p, \max} = -\frac{U_r^2}{X_d}$ реактивным мощностям.

При автоматическом регулировании возбуждения отдаваемая генератором наибольшая по условию статической устойчивости активная мощность возрастает вследствие увеличения ЭДС E_q . Наибольшая передаваемая мощность определяется характеристикой 2 (рис. 7.2,в), соответствующей $E'_q = \text{const}$, достигается при углах $\delta > \pi/2$ и может значительно превышать наибольшую мощность при отсутствии регулирования возбуждения. При этом зависимость реактивной мощности от активной неявнополусного генератора при предельном угле $\delta > \pi/2$ изображается графиком 2 (рис. 7.2,г).

Характеристика мощности 3 (рис. 7.2,в) соответствует автоматическому изменению тока возбуждения, при котором поддерживается неизменным напряжение генератора $U_T = \text{const}$. Наибольшая передаваемая мощность достигает максимально возможного значения, соответствующего предельной мощности линии [27].

Рассмотренные два результата влияния на пропускную способность и статическую устойчивость электропередачи автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов практически обеспечиваются соответственно двумя основными видами автоматического регулирования возбуждения, а именно: *пропорционального типа и сильного действия* [27]. При пропорциональном регулировании регулирующее воздействие определяется отклонением напряжения от заданного значения, током нагрузки генератора и коэффициентом мощности ($\cos \varphi_T$). Для выработки воздействия на синхронный генератор при автоматическом регулировании возбуждения сильного действия используются производные (первая и вторая) напряжения и других режимных параметров электропередачи.

Повышение динамической устойчивости электропередачи достигается быстрым увеличением тока возбуждения до его предельно допустимого значения — так называемой форсировкой возбуждения синхронного генератора. Для обеспечения результирующей устойчивости путем ресинхронизации генератора, а также и в других случаях необходимо его развозбуждение. Форсировка возбуждения и развозбуждение осуществляются устройствами релейного автоматического управления возбуждением.

Автоматическое регулирование и релейное управление возбуждением способствуют быстрому и полному

гашению колебаний, возникающих после восстановления синхронной работы электропередачи, повышают четкость действия устройств релейной защиты, способствуют быстрому восстановлению напряжения после отключения коротких замыканий, облегчая самозапуск электродвигателей, и решают другие задачи по улучшению качества режимов электроэнергетической системы.

Соответствующим регулированием возбуждения обеспечивается необходимое для оптимального режима распределение реактивной мощности между синхронными генераторами электростанции и потоков реактивной мощности по линиям электропередачи.

7.2. СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР КАК РЕГУЛИРУЕМЫЙ ОБЪЕКТ

Возбудители синхронных генераторов

Напряжение и реактивная мощность синхронного генератора определяются состоянием его возбудителя. От свойств и характеристик возбудителя зависит успешность выполнения указанных выше задач автоматического регулирования возбуждения.

Возбудители синхронных генераторов можно разделить на электромеханические, комбинированные и статические. Классическим возбудителем GE синхронного генератора G (и компенсатора) является электрическая машина постоянного тока с самовозбуждением — замкнутая схема с положительной обратной связью (рис. 7.3,а) или с независимым возбуждением (от подвозбудителя GEA) — разомкнутая схема (рис. 7.3,б). Такой возбудитель ниже называется электромашинным. Комбинированные возбудители состоят из электрических машин переменного тока обычно повышенной частоты и управляемых полупроводниковых (диодных) выпрямителей (рис. 7.3,в). Последние их модификации выполняются с вращающимися на валу генератора выпрямителями и характеризуются отсутствием колец ротора генератора (бесщеточное возбуждение, рис. 7.3,г). Комбинированные возбудители ниже именуется диодно-электромашинными.

Статическими являются системы самовозбуждения синхронных генераторов с управляемыми (диодными) (рис. 7.3,д) и, главным образом, с управляемыми (тиристорными) (рис. 7.3,е) выпрямителями напряжения U_r и тока I_r генератора G . К статической относится и система независимого возбуждения гидрогенераторов с источником питания тиристорного выпрямителя в виде вспомогательного генератора UG с самовозбуждением (рис. 7.3,ж). Управление возбуждением производится воздействием устройства автоматического управления AS на тиристоры или на цепи питания диодного выпрямителя (рис. 7.3,з).

Принципиально электромашинные, диодно-электромашинные и диодные статические возбудители представляют собой усилители постоянного тока; выходной величиной является постоянная составляющая

щая тока ротора синхронной машины, а входной — регулирующее воздействие в виде изменяющейся по значению и знаку постоянной составляющей тока регулятора.

Тиристорные возбудители представляют собой усилители среднего значения тока с фазовым управлением [9]. Регулирующее воздействие имеет форму импульсов управляющих токов тиристоров, фаза которых является функцией аналогового или цифрового [29—32] воздействия автоматических регуляторов возбуждения. Тиристорный возбудитель в сочетании с цифровым автоматическим ре-

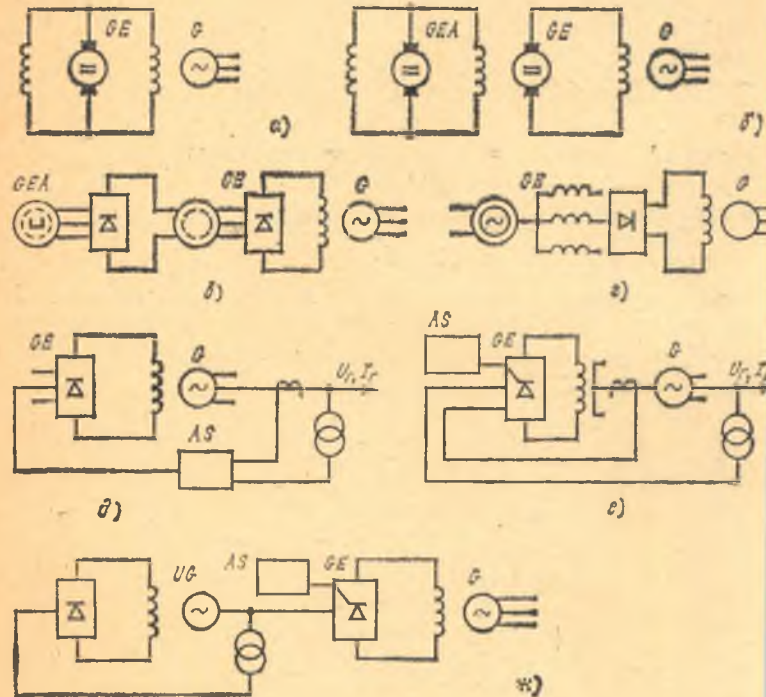


Рис. 7.3. Схемы возбуждения синхронных генераторов.

гулятором на интегральных элементах [31] и особенно на микропроцессорах [32] представляют перспективное направление технического прогресса автоматического управления напряжением и реактивной мощностью синхронных генераторов и компенсаторов.

Установлены [33] два показателя для оценки возбудителя синхронного генератора (компенсатора):

скорость нарастания напряжения на обмотке ротора в переходном процессе его изменения от номинального

до наибольшего возможного значения (в процессе форсировки);

кратность форсировки возбуждения в установившемся режиме работы k_{Φ} , равная отношению наибольшего возможного (предельного при форсировке) тока ротора $I_{в, \Phi}$ к номинальному $I_{в, ном}$.

Первый показатель обусловлен инерционностью возбудителей. Например, при форсировке возбуждения ге-

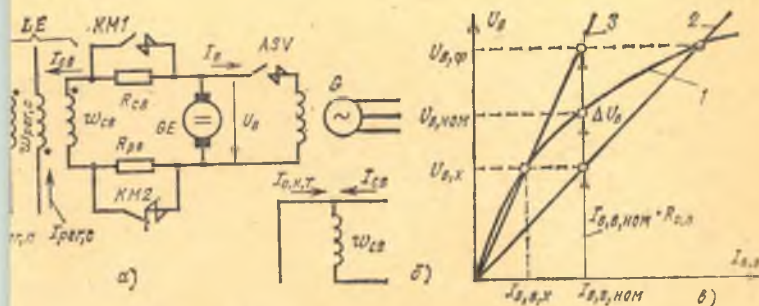


Рис. 7.4. Электромашинное возбуждение синхронных генераторов.

а — схема с самовозбуждением возбудителя с отдельными обмотками для регулирования возбуждения; б — схема воздействия регулятора на цепь самовозбуждения; в — характеристики электромашинного возбудителя.

нератора с электромашинным возбуждением по схеме, показанной на рис. 7.4, а, производится релейное (замыканием контакта форсировки возбуждения $KM1$) изменение самовозбуждения возбудителя (изменение глубины положительной обратной связи) до наибольшей возможной степени. При этом к обмотке самовозбуждения $w_{св}$ подводится напряжение $\Delta U_{в}$, равное разности напряжений между нелинейной нагрузочной характеристикой 1 возбудителя $U_{в} = f(I_{в, в})$ и прямой обратной связи 2 (прямой падения напряжения на обмотке самовозбуждения $I_{в, в} R_{о, в}$, рис. 7.4, в).

Средняя скорость $\frac{du_{в}}{dt}$ нарастания напряжения ротора с учетом нелинейности определяется по выражению [33]

$$\frac{du_{в}}{dt} = 0,632 \frac{U_{в, \Phi} - U_{в, ном}}{\Delta t}, \quad (7.6)$$

где Δt — время нарастания напряжения ротора от номинального до значения (рис. 7.5,а)

$$U_B = U_{B, \text{ном}} + 0,632 (U_{B, \text{ф}} - U_{B, \text{ном}}).$$

Переходный процесс в возбудителе описывается нелинейным дифференциальным уравнением первого порядка. Поэтому электромеханические возбудители при малых изменениях представляются апериодическим звеном с передаточной функцией

$$W_B(\bar{p}) = \frac{k_B}{1 + pT_e}, \quad (7.7)$$

где k_B — коэффициент передачи (усиления) возбудителя.

Передаточную функцию (7.7) имеет и статический возбудитель с неуправляемым выпрямителем.

Тиристорные возбудители практически безынерционны. Они вносят лишь фиксированную задержку в переходный процесс, обусловленную возможностью изменения состояния тиристора только один раз за период. В структурной схеме системы автоматического регулирования они представляются запаздывающим звеном или в целях упрощения безынерционным звеном. Поэтому принимается, что для тиристорных возбудителей скорость нарастания напряжения $\frac{du_B}{dt} \rightarrow \infty$.

Для инерционных возбудителей скорость нарастания напряжения ротора установлена [33] не менее $\frac{du_B}{dt} \frac{1}{U_{B, \text{ном}}} = 2 \frac{\text{ед. возб}}{\text{с}}$. За единицу возбуждения принимается номинальное напряжение ротора синхронного генератора $U_{B, \text{ном}}$.

Кратность форсировки $k_{\text{ф}}$ возбуждения может определяться по отношению наибольшего возможного (предельного) напряжения на роторе $U_{B, \text{ф}}$ к номинальному $U_{B, \text{ном}}$ по характеристикам (см. рис. 7.4,в) или, как указывалось, по отношению токов $I_{B, \text{ф}}$ и $I_{B, \text{ном}}$. При этом удобно пользоваться характеристиками возбудителя как усилителя с положительной обратной связью (рис. 7.5,б). Для электромашинных возбудителей обычно $k_{\text{ф}} \leq 2$, а для тиристорных $k_{\text{ф}} \approx 4$.

Скорость нарастания напряжения при данной кратности форсировки $k_{\text{ф}}$ определяется постоянной времени T_e . От постоянной времени зависит возможность реализации вида автоматического регулирования. Так, при

$T_e > 0,3$ с автоматическое регулирование возбуждения сильного действия уже практически неэффективно. Наиболее инерционны ($T_e > 1$ с) электромашинные возбудители, при которых реализуется только пропорциональное автоматическое регулирование возбуждения. Из одно-электромашинных наименее инерционна ($T_e \approx$

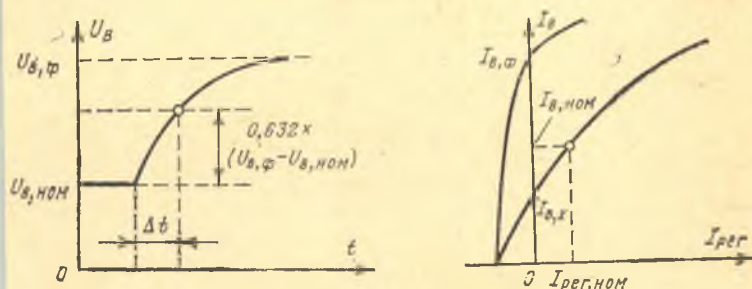


Рис. 7.5. Характеристики форсировки возбуждения.

а — изменение напряжения ротора генератора; б — зависимости тока ротора от тока регулятора.

$\approx 0,1$ с) схема бесщеточного возбуждения (см. рис. 7.3,з), при которой возможно автоматическое регулирование сильного действия. Тиристорные возбудители, как указывалось, практически безынерционны.

Способы пропорционального автоматического регулирования возбуждения

Как известно (см. § 6.1), различаются два принципиально различных способа пропорционального автоматического регулирования: по отклонению напряжения от заданного значения; по возмущающим воздействиям на регулируемый объект.

При первом способе регулирующее воздействие вырабатывается соответственно рабочей (измерительной) информации о значении напряжения синхронного генератора (компенсатора). Регулирующее воздействие пропорционально отклонению напряжения от предписанного значения. Автоматический регулятор и регулируемый объект образуют замкнутую автоматическую систему регулирования — схему с главной отрицательной обратной связью ГООС (см. рис. 6.2). Главная обратная

связь — это цепь информации о состоянии регулируемого объекта, т. е. рабочей информации. При этом начальная (априорная) информация об объекте регулирования может быть весьма ограниченной.

При втором способе регулирующее воздействие вырабатывается соответственно информации о возмущающих воздействиях Z на регулируемый объект, которые приводят в данном случае к изменениям напряжения генератора (см. рис. 6.3). Возмущающими воздействиями являются изменения тока нагрузки I_r генератора, коэффициента мощности $\cos \varphi_r$, температуры обмотки ротора, частоты вращения генератора и др. Это — способ компенсации последствий возмущающих воздействий. Схема автоматического регулирования разомкнута. Поскольку используется лишь информация о возмущающих воздействиях, то необходима начальная (априорная) информация о тех последствиях, к которым приводят возмущающие воздействия, и о том, каким должно быть регулирующее воздействие, чтобы устранить эти последствия.

Практикуется и комбинированный способ автоматического регулирования возбуждения как по внешним (возмущающим) воздействиям, так и по отклонению регулируемого напряжения от заданного значения (см. рис. 6.4).

Объектом автоматического регулирования возбуждения является синхронный генератор G с возбудителем GE , который воспринимает и исполняет регулирующее воздействие. В структурной схеме автоматической системы регулирования синхронный генератор представляется апериодическим звеном первого порядка с передаточной функцией

$$W_r(\bar{p}) = \frac{k_r}{1 + pT_{d,0}},$$

а передаточная функция регулируемого объекта в целом согласно (6.10) и с учетом (7.7)

$$W_{p,0}(\bar{p}) = \frac{k_r k_n}{(1 + pT_{d,0})(1 + pT_e)} \quad (7.8)$$

при электромашинном и диодно-электромашинном возбудителях и

$$W_{p,0}(\bar{p}) = \frac{k_r k_n}{1 + pT_{d,0}} \quad (7.8a)$$

при безынерционном тиристорном возбудителе.

Схемы возбуждения и регулирования

Электромашинные возбудители широко распространены в эксплуатации, поскольку были единственными возбудителями синхронных турбо- и гидрогенераторов средней мощности (до 100 МВт), а иногда использовались и для турбогенераторов мощностью до 300 МВт [33]. При этом их выполнение было связано с большими техническими трудностями, обусловленными условиями работы коллектора (коммутацией тока), механической прочностью (при частоте вращения турбогенераторов 3000 об/мин) и конструкцией (при тихоходных гидрогенераторах). Указанные затруднения усугублялись непропорциональным возрастанием мощности возбуждения генераторов с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток.

Для синхронных генераторов принята схема с самовозбуждением (рис. 7.4,а), что объясняется известными достоинствами инерционных усилителей с положительной обратной связью, а именно более высокой добротностью $D = k_v / T_e$ по сравнению с усилителями без обратной связи (схемой с независимым возбуждением). Указанное означает, что при некоторой мощности регулирующего воздействия может быть получено большее быстроедействие, т. е. большая скорость нарастания напряжения на роторе генератора. При самовозбуждении достигается и большая кратность форсировки возбуждения за счет нарастания возбуждения возбудителя до предельно возможного, что, в свою очередь, увеличивает скорость нарастания напряжения на роторе синхронного генератора.

Возбудитель GE (рис. 7.4,а) в общем случае имеет три обмотки возбуждения LE : обмотку самовозбуждения $\psi_{св}$ и две обмотки регулирования возбуждения: согласованно включенную $\psi_{рег,с}$ (по отношению к обмотке самовозбуждения) и противовключенную $\psi_{рег,п}$. Резистором $R_{св}$ в цепи самовозбуждения устанавливается ток генератора при отсутствии регулирующего воздействия ($I_{рег}=0$) — обычно ток холостого хода $I_{в,в,х}$ [по характеристике возбудителя 1 на рис. 7.4,в и прямой 3 падения напряжения $I_{св}(R_{св} + R_{о,в})$]. Резистор $R_{св}$ может выводиться контактором $KM1$ релейной форсировки воз-

буждения. В цепи самовозбуждения возбудителей гидрогенераторов устанавливается резистор $R_{\text{рв}}$ развозбуждения, обычно закороченный контактором $KМ2$ релейного развозбуждения. Обмотка ротора генератора подключается к возбудителю через автомат гашения поля ASV [33].

При равенстве витков всех трех обмоток, что далее и предполагается, суммарный ток возбуждения возбудителя

$$I_{\text{в,в}} = I_{\text{св}} + I_{\text{рег,с}} - I_{\text{рег,п}} = I_{\text{св}} + I_{\text{рег}}. \quad (7.9)$$

Ток регулятора $I_{\text{рег}}$, например, в номинальном режиме генератора

$$I_{\text{рег, ном}} = I_{\text{в, в, ном}} - I_{\text{св, ном}} = I_{\text{в, в, ном}} - \frac{U_{\text{н, ном}}}{R_{\text{св}} + R_{\text{о, в}}},$$

где $I_{\text{в, в, ном}}$ — номинальный ток возбуждения возбудителя, определяемый по нагрузочной характеристике I (рис. 7.4, в); $I_{\text{св, ном}}$ — ток самовозбуждения в номинальном режиме; $R_{\text{о, в}}$ — сопротивление обмотки возбуждения (самовозбуждения) возбудителя.

Иногда регулятор подключается к обмотке самовозбуждения (рис. 7.4, б). При этом соотношения в схеме в установившемся режиме определяются графоаналитическим решением (рис. 7.4, в) системы уравнений (7.9), $U_{\text{в}} = f(I_{\text{в, в}})$ — характеристики возбудителя и

$$U_{\text{в}} = I_{\text{св}} R_{\text{св}} + I_{\text{в, в}} R_{\text{о, в}}.$$

В частности, ток регулятора в номинальном режиме

$$I_{\text{рег, ном}} = I_{\text{в, в, ном}} - I_{\text{св, ном}} = I_{\text{в, в, ном}} - \frac{U_{\text{н, ном}} - I_{\text{в, в, ном}} R_{\text{о, в}}}{R_{\text{св}}}.$$

На синхронных генераторах с электромашинными возбудителями устанавливаются следующие устройства автоматического управления возбудителем: устройство релейной форсировки (а на гидрогенераторах и расфорсировки) возбуждения; устройство компаундирования — автоматический регулятор возбуждения по возмущающим воздействиям; корректор напряжения — автоматический регулятор возбуждения по отклонению напряжения облегченного типа.

В целом реализуется закон пропорционального автоматического регулирования.

Компаундирование синхронных генераторов

Напряжение синхронного генератора $U_{\text{г}}$ практически равно $U_{\text{г}} = E_{\text{г}} - I_{\text{г}} j X_{\text{д}}$. Абсолютное значение напряжения

$$\begin{aligned} U_{\text{г}} &= \sqrt{E_{\text{г}}^2 - (I_{\text{г, а}} X_{\text{д}})^2} - I_{\text{г, р}} X_{\text{д}} = \\ &= \sqrt{E_{\text{г}}^2 - (I_{\text{г}} X_{\text{д}})^2 \cos^2 \varphi_{\text{г}}} - I_{\text{г}} X_{\text{д}}' \sin \varphi_{\text{г}}, \end{aligned} \quad (7.10)$$

где $I_{г,а}$, $I_{г,р}$ — активный и реактивный токи генератора, зависит от тока нагрузки $I_г$ и угла $\varphi_г = (\hat{U}_г, I_г)$ сдвига фаз между напряжением $\hat{U}_г$ и током $I_г$ генератора. Поэтому абсолютное значение тока $I_г$ и угол $\varphi_г$ и рассматриваются как возмущающие воздействия.

Регуляторы возбуждения по возмущающим воздействиям осуществляются двух видов: *токовое* (компаундирование полным током) и *фазовое* компаундирование.

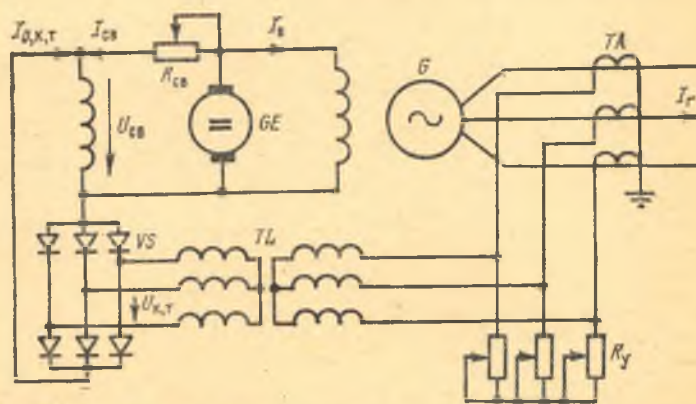


Рис. 7.6. Схема токового компаундирования синхронного генератора.

При токовом компаундировании производится компенсация последствий одного возмущающего воздействия — изменений тока $I_г$ нагрузки синхронного генератора, при фазовом компаундировании — двух возмущающих воздействий: тока $I_г$ и коэффициента мощности $\cos \varphi_г$.

Токовое компаундирование вырабатывает регулирующее воздействие — ток $I_{0,к,т}$ компаундирования, пропорциональный току нагрузки, который вводится в одну из обмоток регулирования $\omega_{рег,с}$ или чаще в обмотку самовозбуждения $\omega_{св}$ (см. рис. 7.4,б) возбудителя. Схема токового компаундирования включает измерительный преобразователь тока (обычно электромагнитные измерительные трансформаторы тока TA), задающий элемент в виде установочного резистора $R_у$ и исполнительный выпрямитель VS с промежуточным (согласующим) трансформатором TL (рис. 7.6).

Фазовое компаундирование вырабатывает регулирующее воздействие — ток $I_{0,к,ф}$, который зависит как

от тока I_r , так и от угла сдвига фаз φ_r . Указанная зависимость в определенной мере достигается электрическим или магнитным суммированием токов I_I , I_U (рис. 7.7, а) или напряжений U_I , U_U (рис. 7.7, б), пропорциональных току I_r и напряжению U_r синхронного генератора. Для такого суммирования необходимо преобразовать или источник ЭДС, каким является измерительный трансформатор напряжения TV , в источник тока I_U , или измерительный трансформатор тока — в источник ЭДС (напряжения U_I). Преобразование производится балластными сопротивлениями $Z_{б, U} \gg Z_{вх, I}$ или $Z_{б, I} \ll Z_{вх, U}$, несоизмеримыми с входными сопротив-

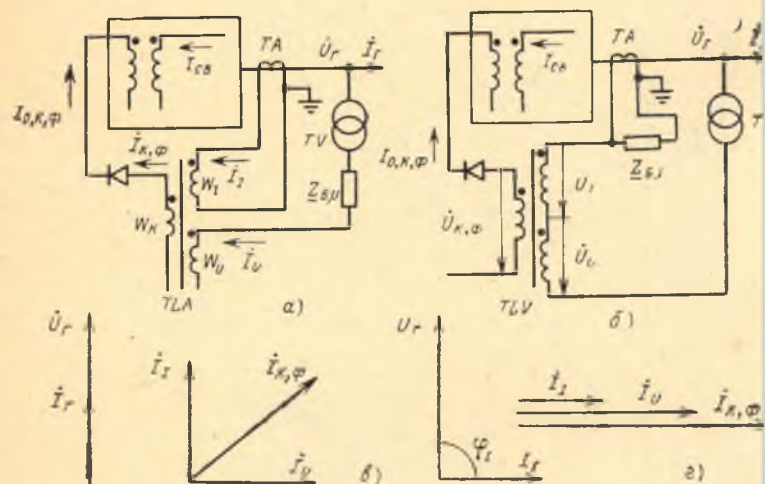


Рис. 7.7. Принципиальные схемы фазового компаундирования.
а — с суммированием токов; б — с суммированием напряжений, в — векторные диаграммы первой схемы при $\cos \varphi_r = 1$; г — то же при $\cos \varphi_r = 0$.

лениями $Z_{вх, I}$ и $Z_{вх, U}$ суммирующих (промежуточных) трансформаторов тока TIA или напряжения TLV соответственно.

Векторные диаграммы рис. 7.7, в, г иллюстрируют зависимость тока $I_{к, \phi}$ от тока I_r и угла φ_r сдвига фаз, которая для первой схемы может быть записана в виде

$$I_{к, \phi} = \sqrt{(I_I \omega_I)^2 + (I_U \omega_U)^2 + 2 I_I I_U \omega_I \omega_U \cos(\widehat{I_I, I_U})} \quad (7.11)$$

При активной нагрузке генератора ($\varphi_r = 0$), когда отклонение напряжения ΔU_r минимально, ток $I_{к, \phi}$ наименьший, а при индуктив-

ной нагрузке ($\varphi_r = \pi/2$), когда ΔU_r максимально, ток $I_{к,ф}$ максимален.

Из диаграмм и (7.11) можно видеть, что степень зависимости $I_{к,ф}$ от φ_r меняется при изменениях тока I_r генератора. Чтобы обеспечить зависимость тока $I_{к,ф}$ от угла φ_r согласно (7.11), необходимо определенное и неизменное соотношение абсолютных значений токов I_I , I_U , т. е. стабилизация амплитуды тока I_I (ток I_U практически неизменный). В целях упрощения устройств фазового компаундирования стабилизация абсолютного значения не производится, поэтому компенсация отклонений напряжения за счет изменения φ_r неполная и степень ее зависит от режима работы генератора.

Преимущественное применение нашла первая схема фазового компаундирования с магнитным суммированием токов (рис. 7.8). Схема включает измерительные пре-

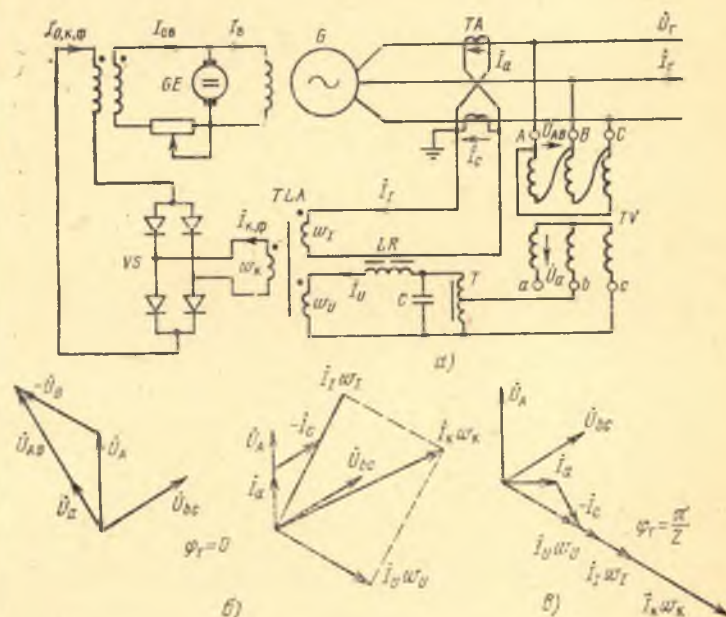


Рис. 7.8. Схема фазового компаундирования синхронного генератора.

образователи (трансформаторы) тока TA и напряжения TV , элемент формирования тока I_U в виде балластного реактора LR с компенсирующим конденсатором C , автотрансформатор T , суммирующий промежуточный трансформатор тока TLA и выпрямитель VS . Автотрансформатор устанавливается в связи с необходимостью

повышения напряжения, обусловленной указанным выше преобразованием источника напряжения в источник тока, и одновременно служит задающим (установочным) элементом тока I_U . Соотношения величин в реальной схеме промышленного устройства при угле сопротивления балластного реактора $\arg Z_6 = \pi/3$ поясняются векторными диаграммами рис. 7.8, б, в.

Основной характеристикой компаундированного синхронного генератора является зависимость тока ротора от тока статора $I_B = f(I_r)$ — характеристика компаундирования. На рис. 7.9, а показаны характеристики 1 и 2,

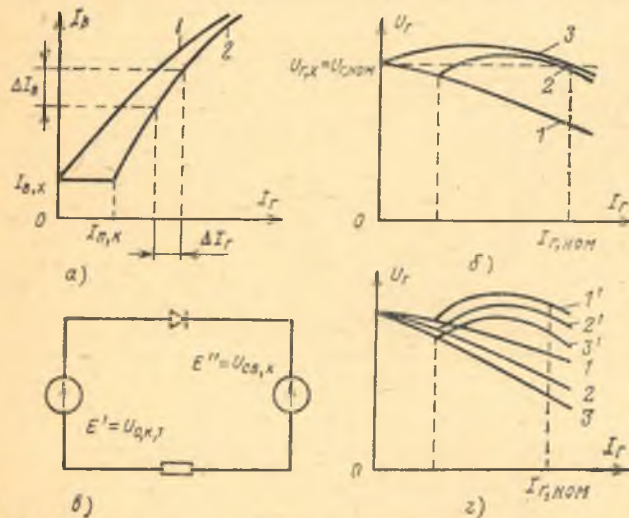


Рис. 7.9. Характеристики компаундированного синхронного генератора.

а — характеристика компаундирования; б — схема, поясняющая порог компаундирования; в — внешние характеристики.

соответствующие подключению устройства компаундирования к обмотке регулирования $w_{\text{рег,с}}$ (1) и обмотке самовозбуждения $w_{\text{св}}$ (2) (см. рис. 7.4, а, б). При подключении к обмотке самовозбуждения существует зона нечувствительности регулятора — порог компаундирования $I_{\text{п,к}}$. Зона нечувствительности определяется тем, что при $I_r < I_{\text{п,к}}$ диоды выпрямителя закрыты обратным напряжением на обмотке самовозбуждения $U_{\text{св,х}}$, превышающим выпрямленное напряжение $U_{0,к,г}$ компаундирования (рис. 7.9, в).

Ток порога токового компаундирования определяется из условия $U_{0,к,т}=U_{св,х}$ или (см. рис. 7.6)

$$I_{п,к}R_y\beta_U n_T = U_{св,х}, \quad (7.12)$$

где n_T — коэффициент трансформации промежуточного трансформатора TL ; β_U — коэффициент выпрямления.

Из (7.12) ток порога компаундирования

$$I_{п,к} = \frac{U_{св,х}}{R_y} \frac{1}{n_T\beta_U}. \quad (7.13)$$

Крутизна характеристики, т. е. степень компаундирования, определяется дифференциальным коэффициентом передачи (усиления) регулятора (схема регулирования разомкнутая)

$$k_{y,к} = \frac{1}{k_B} \lim_{\Delta I \rightarrow 0} \frac{\Delta I_B}{\Delta I_T} = \frac{1}{k_B} \frac{dI_B}{dI_T}. \quad (7.14)$$

Степень компаундирования устанавливается (задается) резистором R_y токового компаундирования или числом витков w_I трансформатора TLA фазового компаундирования. При данном токе статора ток компаундирования, а следовательно, и ток ротора I_B тем больше, а порог компаундирования тем меньше, чем больше R_y .

Внешняя характеристика изолированно работающего компаундированного синхронного генератора $U_T=f(I_T)$ при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi_{T,ном}$ приведена на рис. 7.9,б (кривые 2 и 3). Как видно, полная компенсация изменений напряжения генератора при изменениях тока нагрузки не обеспечивается из-за нелинейности характеристики $U_B=f(I_{B,в})$ возбудителя, что в схеме компаундирования (см. рис. 7.6) не учитывается (схема практически линейна). На рис. 7.9,г показаны внешние характеристики 1, 2, 3 нерегулируемого синхронного генератора и характеристики 1', 2', 3' генератора с токовым компаундированием, подключенным к обмотке самовозбуждения при значениях $\cos \varphi_T=1$; $\cos \varphi_{T,ном}$ и $\cos \varphi_T=0$ соответственно.

Сильная зависимость характеристики от $\cos \varphi_T$ объясняется, как указывалось, тем, что при токовом компаундировании не учитывается второе возмущающее воздействие — угол φ_T сдвига фаз между напряжением и током генератора. Однако и при фазовом компаундировании при рассмотренном выше его упрощенном выполнении зависимость внешней характеристики генератора от $\cos \varphi_T$ полностью не устраняется.

Иначе говоря, при осуществлении автоматического регулирования по возмущающим воздействиям априорная информация о том, каким должно быть регулирующее воздействие, используется лишь частично. Неполное

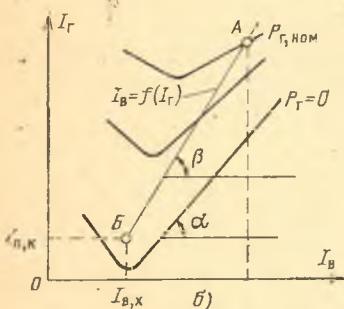
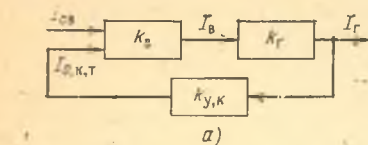


Рис. 7.10. К выбору параметров настройки компаундирования.

а — структурная схема; б — графики.

ее использование оправдывается простотой устройств и наличием других возмущающих воздействий, которые вообще не учитываются. Поэтому устройства компаундирования настраиваются лишь по определенному режиму работы синхронного генератора — обычно по номинальному — так называемая нормальная настройка: $U_r = U_{r,ном}$ при $I_{r,ном}$ и $\cos \varphi_{r,ном}$ (рис. 7.9,б).

Устройство компаундирования принципиально представляет собой жесткую положительную обратную связь по току I_r , охватывающую генератор и возбудитель (рис. 7.10,а). Поэтому степень компаундирования — коэффициент передачи $k_{у,к}$ устройства компаундирования — ограничивается условием устойчивости работы синхронного генератора в электроэнергетической системе. Оно определяется известным [9] граничным условием перехода замкнутой цепи с положительной обратной связью к автоколебательному или релейному режиму работы, представляющим собой равенство нулю глубины $F_{п,о,с}$ обратной связи:

$$F_{п,о,с} = 1 - k_{п}k_{о,с} = 1 - k_{г}k_{в}k_{у,к} = 0, \quad (7.15)$$

где $k_{п}$ — коэффициент передачи регулируемого объекта, согласно (7.8) $k_{п} = k_{г}k_{в}$; $k_{о,с}$ — коэффициент передачи цепи обратной связи (устройства компаундирования), $k_{о,с} = k_{у,к}$.

Устойчивая работа компаундированного генератора в электроэнергетической системе возможна в соответствии с (7.15) только при условии

$$k_{г}k_{в}k_{у,к} < 1. \quad (7.16)$$

Полагая дифференциальные коэффициенты передачи равными отношениям конечных приращений токов, условие (7.16) с учетом (7.14) можно записать в виде

$$k_{у,к}k_{в} = \frac{\Delta I_{в}}{\Delta I_{г}} < \frac{1}{k_{г}}.$$

Коэффициент $k_{г}$ передачи генератора определяется углом α наклону касательных к U -образным характеристикам (рис. 7.10,б)

$I_r = f(I_v)$ при $U_r = \text{const}$. Наибольшую крутизну имеет характеристика при холостом ходе генератора ($P_r = 0$), которая показана как прямая: $k_r = \text{tg } \alpha$. Произведение коэффициентов $k_{y, \kappa k_v}$ определяется углом β наклона касательных к характеристике компаундирования $I_v = f(I_r)$, которая в целях упрощения показана спрямленной: $k_{y, \kappa k_v} = \text{ctg } \beta$. Поэтому условие устойчивости работы компаундированного генератора имеет вид:

$$\text{ctg } \beta < \frac{1}{\text{tg } \alpha} \text{ или } \beta > \alpha. \quad (7.17)$$

Условие (7.17) совместно с условием нормальной настройки (точка А на рис. 7.10,б) определяет выбор параметров схемы компаундирования, в частности коэффициента трансформации n_T и сопротивления установочного резистора R_y токового компаундирования. Положение точки В определяет порог компаундирования $I_{п, \kappa}$ при подключении устройства компаундирования к обмотке самовозбуждения возбудителя.

Электромагнитные корректоры напряжения

Устройство компаундирования осуществляет лишь грубую компенсацию изменений напряжений, вызванных только основными возмущающими воздействиями. Поэтому оно дополняется автоматическим регулятором возбуждения по отклонению напряжения, который корректирует внешнюю характеристику компаундированного генератора, — корректором напряжения.

Корректоры напряжения выполняются на магнитных усилителях, поэтому называются электромагнитными. Как регуляторы по отклонению напряжения АР, реализующие пропорциональный закон автоматического регулирования, они состоят из измерительного органа напряжения ИОН (рис. 7.11,а), усилителей У и исполнительного элемента ИЭ. Совместно с регулируемым объектом РО корректор образует замкнутую схему. Для обеспечения устойчивости системы автоматического регулирования, как известно (см. § 6.8), вводится гибкая отрицательная обратная связь ГОС.

Измерительный орган напряжения осуществляется на диодной схеме сравнения абсолютных значений токов I_1, I_2 , являющихся разными функциями напряжения U_r . Структурная схема измерительного органа (рис. 7.11,б) включает вторичные измерительные преобразователи ИП1, ИП2 напряжения U_r в токи $I_1 = f_1(U_r)$, $I_2 = f_2(U_r)$, элемент сравнения токов ЭС, задающий (установочный) элемент ЗЭ [9] и вторичный измерительный преобразо-

ватель ИПЗ тока I_r , который вводит в измерительный орган напряжения ИОН сигнал по току нагрузки. Первичные измерительные преобразователи (измерительные трансформаторы) напряжения и тока на схеме не показаны.

Два типовых варианта выполнения измерительного органа напряжения показаны на рис. 7.12. Они отличаются способами формирования сравниваемых токов I_1 , I_2 и установки предписанного (заданного) напряжения $U_{r,пр}$. Один из токов является линейной $I_1 =$

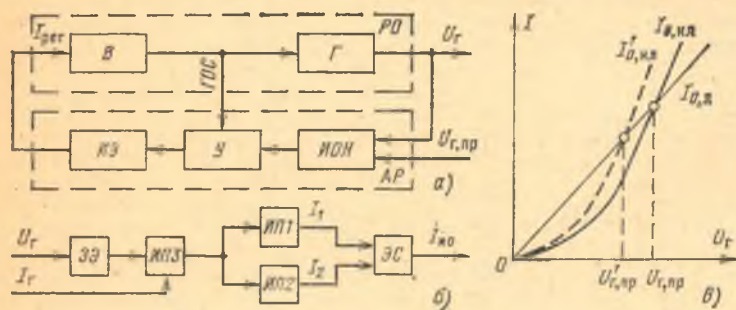


Рис. 7.11. Структурные схемы.

а — автоматического регулятора; б — измерительного органа напряжения; в — характеристики измерительного органа.

$= I_1$, а вторая — нелинейной $I_2 = I_{нл}$ функциями напряжения U_r . Поэтому измерительные преобразователи ИП1, ИП2 часто называются линейным и нелинейным элементами [34, 35].

Нелинейное преобразование достигается при помощи насыщающихся трансформаторов *TLT*. В качестве тока $I_{нл}$ в схеме на рис. 7.12,а служит ток намагничивания I_2 трансформатора, а в схеме на рис. 7.12,б ток, пропорциональный сумме третьих гармоник фазных ЭДС вторичных обмоток, соединенных по схеме разомкнутого треугольника. Напряжения (токи) тройной частоты образуют нулевую последовательность. При насыщении магнитопровода трансформатора, подключенного к источнику синусоидальных междофазных напряжений, и при отсутствии нулевого провода (отсутствии цепи циркуляции третьих гармоник тока намагничивания) фазные напряжения на первичных обмотках и фазные ЭДС вторичных обмоток несинусоидальны. Действующие (и выпрямленные средние) значения ЭДС тройной частоты нелинейно увеличиваются по мере насыщения магнитопровода, обусловленного нарастанием напряжения U_r .

Междофазные ЭДС вторичных обмоток трансформаторов пропорциональны междофазным напряжениям на их первичных обмотках. Поэтому токи I_1 линейно изменяются в функции U_r .

В электромагнитных корректорах производится магнитное сравнение средних значений выпрямленных токов

$I_{0,л}$, $I_{0,нл}$, которые служат токами управления в двух идентичных обмотках ω_y управления магнитным усилителем. Изменение постоянной составляющей результирующего тока управления $I_{0,y} = I_{0,л} - I_{0,нл}$ является непрерывным выходным сигналом измерительного органа напряжения $I_{0,y} = I_{ио}$. При предписанном напряжении генератора $U_{г,пр}$ токи равны $I_{0,л} = I_{0,нл}$ (рис. 7.11,б) и сигнал на выходе измерительного органа отсутствует.

Напряжение $U_{г,пр}$ устанавливается резистором R_y (рис. 7.12,а) или установочным автотрансформатором T_y (рис. 7.12,б). При первом способе изменяется зависимость тока $I_2 = I'_{нл}$ от напряжения генератора и равенст-

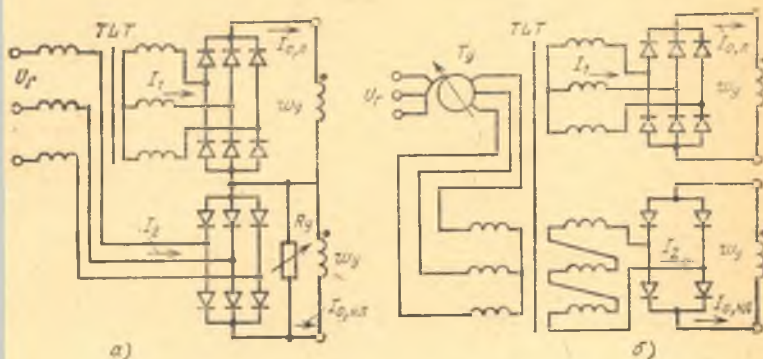


Рис. 7.12. Схемы измерительного органа напряжения электромагнитных регуляторов напряжения.

во токов $I_{0,л} = I_{0,нл}$ наступает при другом значении $U'_{г,пр}$ напряжения (см. рис. 7.11,б). При втором способе изменяется коэффициент пропорциональности, связывающий U_g с напряжением, при котором сравниваемые токи равны.

Ввод в измерительный орган напряжения сигнала по току нагрузки необходим для изменения статизма внешних характеристик регулируемого генератора (см. § 8.2).

Корректор напряжения компаундированного генератора при нормальной настройке компаундирования должен вырабатывать регулирующее воздействие, как повышающее, так и снижающее напряжение генератора. На рис. 7.13,а приведены регулировочные характеристики 1, 2 — зависимости тока возбуждения I_b от тока на-

грузки I_{Γ} генератора, необходимые для обеспечения неизменности напряжения генератора при $\cos \varphi_{\Gamma}=1$ и $\cos \varphi_{\Gamma}=0$ соответственно и характеристика 3 токового компаундирования с нормальной настройкой. Штриховкой слева и справа от характеристики компаундирования показаны необходимые приращения тока $\pm \Delta I_{\text{в}}$, ко-

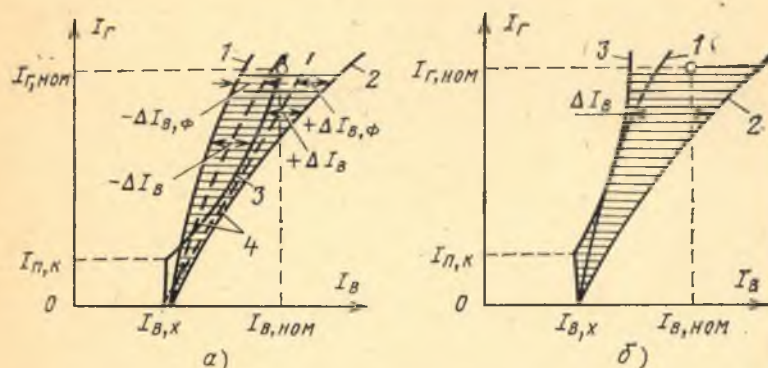


Рис. 7.13. Регулировочные характеристики (1, 2) и характеристики токового (3) и фазового (4) компаундирования генератора. а — при нормальной настройке компаундирования; б — при настройке под односистемный корректор напряжения.

торые должны создаваться за счет регулирующего воздействия корректора. При фазовом компаундировании характеристика компаундирования 4 перемещается при изменениях $\cos \varphi_{\Gamma}$ (показана пунктиром), однако необходимое корректирование тока $\pm \Delta I_{\text{в,ф}}$ не устраняется, оно лишь уменьшается.

Корректор напряжения при токовом компаундировании с нормальной настройкой выполняется на реверсивном усилителе, состоящем из двух трехфазных дроссельных усилителей $AL1$, $AL2$ (рис. 7.14,а). Особенностью является магнитное вычитание выходных токов усилителей, т. е. вычитание магнитодвижущих сил (МДС) $I_{0,\text{кор,с}}\omega_{\text{рег,с}}$ и $I_{0,\text{кор,п}}\omega_{\text{рег,п}}$ возбудителя. Такое разделение выходных цепей усилителей послужило одним из оснований для широкого бытующего в литературе [34, 35] названия корректора *двухсистемным*, состоящим как бы из двух корректоров, согласованного ($I_{0,\text{кор,с}}$) и противозаключенного $I_{0,\text{кор,п}}$. На рис. 7.14,в, г приведены зависимости $I_{0,\text{кор,с}}=f_{\text{с}}(U_{\Gamma})$, $I_{0,\text{кор,п}}=f_{\text{п}}(U_{\Gamma})$ и характеристика $I_{0,\text{кор}}=f(U_{\Gamma})$ корректора напряжения

в целом. Указанные зависимости дроссельных магнитных усилителей с характеристикой управления 3 (рис. 7.14,б) обеспечиваются обратными связями: положительной в усилителе *AL1* и отрицательной в *AL2* (по отношению к положительному току управления) — характеристики 1 и 2 соответственно.

Применение *односистемного*, а именно согласованно включенного корректора напряжения, функционирующего только при снижениях напряжения генератора, возможно при настройке компаундирования по режиму работы генератора с наибольшим $\cos \varphi_r = 1$ (характеристика 3 на рис. 7.13,б). При этом степень компаундирования генератора уменьшается, а мощность регулирующего воздействия корректора увеличивается: за счет корректора должен покрываться весь диапазон изменения

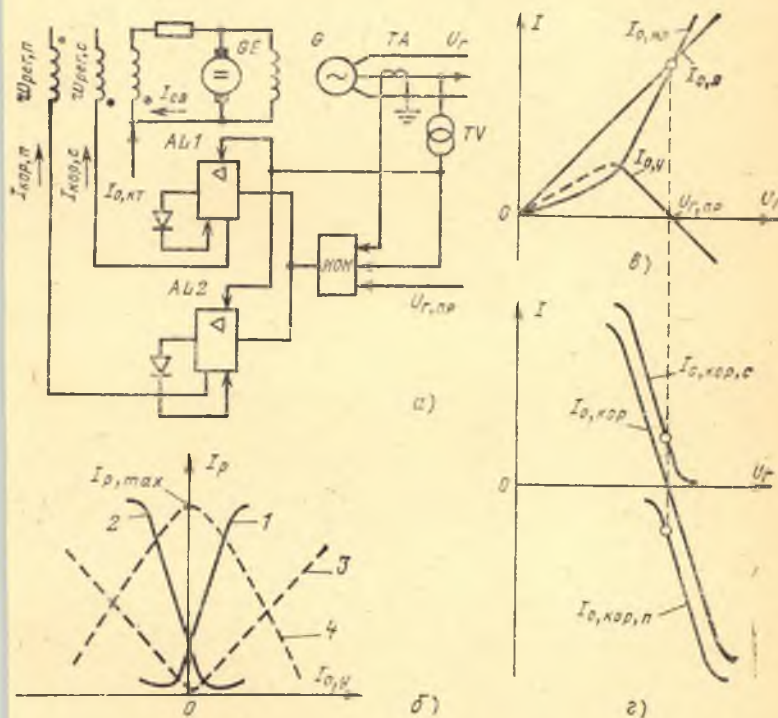


Рис. 7.14. Двухсистемный корректор напряжения.
а — схема; б — характеристики магнитных усилителей; в — характеристики измерительного органа; г — характеристики корректора в целом.

тока возбуждения $\Delta I_{\text{в}}$ при уменьшении коэффициента мощности до $\cos \varphi_{\text{г}} = 0$.

Поэтому односистемный корректор выполняется на магнитном усилителе AL с самонасыщением (рис. 7.15,а) с характеристикой управления 1 (рис. 7.15,б), добротность которого несоизмеримо выше, чем дроссельного усилителя. На схеме показаны жесткая отрицательная обратная связь ($\omega_{\text{о,с}}$) по току $I_{\text{о,кор}}$ корректора, необходимая [9] для обеспечения устойчивости работы усилителя и требуемой характеристики 2 (рис. 7.15,б), и гибкая отрицательная обратная связь ($\omega_{\text{г,о,с}}$) по напряжению ротора генератора, стабилизирующая автомати-

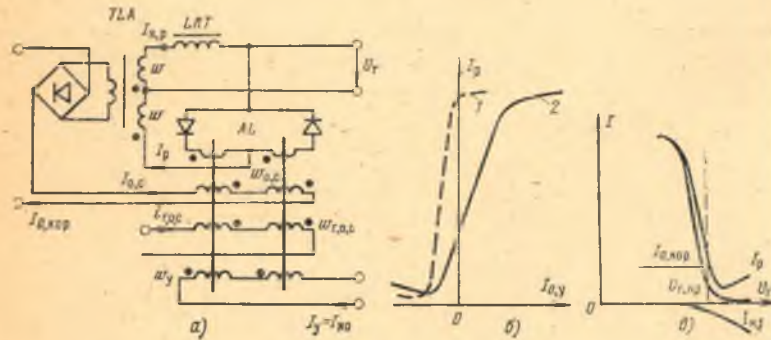


Рис. 7.15. Односистемный корректор.

а — схема; б — характеристики магнитного усилителя с самонасыщением; в — характеристики корректора.

ческую систему регулирования в целом. Для обеспечения недействия корректора при повышении напряжения $U_{\text{г}} > U_{\text{г,пр}}$ осуществляется компенсация рабочего тока магнитного усилителя $I_{\text{р}}$ током $I_{\text{н,р}}$ насыщающегося реактора LRT . Составляющие промышленной частоты МДС $I_{\text{р}}\omega$ и $I_{\text{н,р}}\omega$ первичных обмоток промежуточного трансформатора тока TLA находятся в противофазе. При $U_{\text{г}} < U_{\text{г,пр}}$ ток $I_{\text{н,р}} \approx 0$. На рис. 7.15,в приведены графики, поясняющие сказанное, и характеристика $I_{\text{о,кор}} = f(U_{\text{г}})$ корректора напряжения.

Корректор напряжения, применяемый совместно с фазовым компаундированием, обладает рядом особенностей, обусловленных его воздействием не на возбудитель генератора, а на устройство компаундирования. Корректор напряжения меняет степень компаундирова-

ния, управляет устройством компаундирования. Поэтому автоматический регулятор возбуждения в целом называется управляемым фазовым компаундированием [34, 35].

Управление достигается путем подмагничивания суммирующего промежуточного трансформатора тока T_{LA} (см. рис. 7.8,а) выходным током корректора. В литературе он называется универсальным подмагничиваемым трансформатором [34, 35] и практически представляет собой магнитный усилитель с параллельным включением нагрузки [9] с характеристикой управления 4 (см. рис. 7.14,б): при отсутствии тока управления $I_{0,y}=0$ ра-

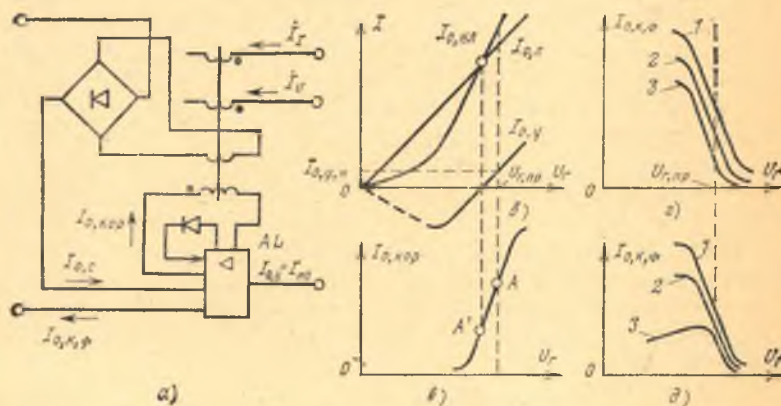


Рис. 7.16. Управляемое фазовое компаундирование.

а — схемы магнитных усилителей; б — характеристики измерительного органа напряжения; в — характеристики магнитного усилителя корректора; г — характеристики регулятора в целом при $I_r = \text{const}$ (1 — $\cos \Phi_r = 0,2$; 2 — $\cos \Phi_{r, \text{ном}}$; 3 — $\cos \Phi_r = 1$); д — то же при $\cos \Phi_r = \text{const}$ (1 — $I_{r, \text{ном}}$; 2, 3 — $I_r < I_{r, \text{ном}}$).

бочий ток наибольший $I_{p, \text{max}}$ и уменьшается в функции тока управления $I_{0,y}$.

Таким образом, при возрастании тока корректора напряжения $I_{0, \text{кор}} = I_{0,y}$ ток фазового компаундирования $I_{к, \text{ф}} = I_p$ уменьшается. Следовательно, ток корректора $I_{0, \text{кор}}$ при снижении напряжения генератора, когда необходимо увеличение тока компаундирования, должен уменьшаться (аналогично току $I_{0, \text{кор, п}}$ противовключенной части двухсистемного корректора, см. рис. 7.14,а).

На рис. 7.16,а показана функциональная схема, а на рис. 7.16,б, в — графики, поясняющие взаимодействие магнитных усилителей корректора и настройку измери-

тельного органа. Ток управления магнитным усилителем корректора равен $I_{0,y}=I_{\text{ио}}=I_{0,\text{вл}}-I_{0,\text{л}}$. При предписанном напряжении $U_{\text{г,пр}}$ генератора ток управления имеет некоторое положительное (начальное) значение, определяющее исходный режим усилителя, $I_{0,y,\text{н}}$ (точка А). Такая настройка измерительного органа и установка исходного режима током $I_{0,y,\text{н}}$ объясняются стремлением увеличить диапазон возможного изменения тока компаундирования и повысить кратность форсировки возбуждения при снижениях напряжения генератора.

На рис. 7.16,з и д приведены характеристики $I_{0,\text{к,ф}}=f(U_{\text{г}})$ управляемого фазового компаундирования. Регулятор имеет два семейства характеристик, параметрами которых являются коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{г}}$ и ток $I_{\text{г}}$. Зависимости характеристик от $I_{\text{г}}$ и $\cos \varphi_{\text{г}}$ обуславливаются зависимостью тока в нагрузке, параллельно подключенной к магнитному усилителю, от тока его питания, в данном случае равного $I_{\text{г}}+I_{\text{У}}$ [9]. При некотором неизменном токе управления $I_{0,y}$ магнитного усилителя корректора ток $I_{0,\text{к,ф}}$ увеличивается при возрастании абсолютного значения суммы токов $I_{\text{г}}+I_{\text{У}}$ вследствие возрастания тока $I_{\text{г}} \sim I_{\text{г}}$ или соответствующего изменения угла сдвига фаз между токами при уменьшении $\cos \varphi_{\text{г}}$.

Для обеспечения необходимой степени указанных зависимостей предусматривается обратная связь по току $I_{0,\text{к,ф}}=I_{0,\text{с}}$, охватывающая магнитные усилители корректора и устройства компаундирования. По отношению к двум последовательно соединенным усилителям обратная связь положительная.

На рис. 7.17 приведена схема управляемого фазового компаундирования, применяемого на капсульных гидрогенераторах. Силовым фазовое компаундирование называется потому, что ток $I_{0,\text{к,ф}}$ компаундирования является током возбуждения $I_{\text{в}}$ генератора. Устройство выполнено по схеме суммирования вторичного напряжения $U_{\text{г}}$ генератора и ЭДС $E_{\text{тр}}$ силовых трансреакторов ТАВ; $U_{\text{к,ф}}=U_{\text{г}}+E_{\text{тр}}$.

Трехфазный магнитный усилитель с самонасыщением АЛ управляется от электромагнитного регулятора (корректора) напряжения АВ. Устройство обеспечивает самовозбуждение синхронного генератора, изменение возбуждения от холостого хода до номинального и фор-

сировку возбуждения. При значительных снижениях напряжения генератора, в особенности при к. з., ток $I_{0, \text{рег}}$ практически равен нулю, что соответствует наибольшему выходному току магнитного усилителя, т. е. току $I_{\text{в.ф.}}$. При этом питание усилителя обеспечивается ЭДС

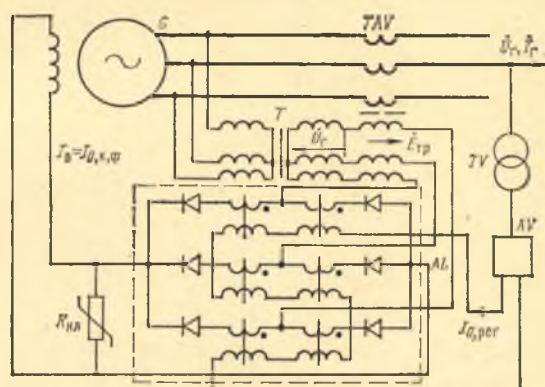


Рис. 7.17. Схема силового управляемого фазового компаундирования.

$E_{\text{тр}}$, пропорциональной току к. з. Нелинейный резистор $R_{\text{нл}}$ ограничивает наибольшее допустимое напряжение на роторе генератора и кратность форсировки возбуждения.

Релейное управление возбуждением

Быстрая форсировка возбуждения синхронных генераторов при к. з. является, как указывалось, эффективным способом повышения динамической синхронной устойчивости электроэнергетической системы. Устройства компаундирования обеспечивают быструю форсировку возбуждения по принципу действия как регуляторы по возмущающему воздействию — току к. з. Однако кратность форсировки возбуждения зависит от удаленности к. з. и определяется точкой пересечения характеристики компаундирования $I_{\text{в}} = f(I_{\text{Г}})$ и характеристики короткого замыкания $I_{\text{Г,к}} = f(I_{\text{в}})$ (рис. 7.18,а). При к. з.

за внешним (по отношению к зажимам генератора) сопротивлением $X_{вн}$ форсировка возбуждения меньше ($I'_{в,ф} < I_{в,ф}$), чем при к. з. на зажимах генератора, и тем меньше, чем больше $X_{вн}$.

Электромагнитные корректоры напряжения имеют ограниченную мощность, при сильных (глубоких) снижениях напряжения U_T (при к. з.) их согласованное с компаундированием воздействие на возбудитель практически исчезает, так как ток $I_{0,у}$ измерительного органа снижается до нуля (показано пунктиром на рис. 7.14,в). В этом отношении целесообразно несогласованное с компаундированием воздействие корректора на возбудитель. Именно поэтому, как указывалось, корректор фазового компаундирования воздействует по аналогии с противовключенным корректором токового компаундирования.

В связи с указанными недостатками устройства компаундирования с электромагнитными корректорами дополняются устройствами релейного управления возбуждением — контактной релейной форсировки возбуждения и развозбуждения (гидрогенераторов). Форсировка осуществляется при снижениях напряжения генератора до

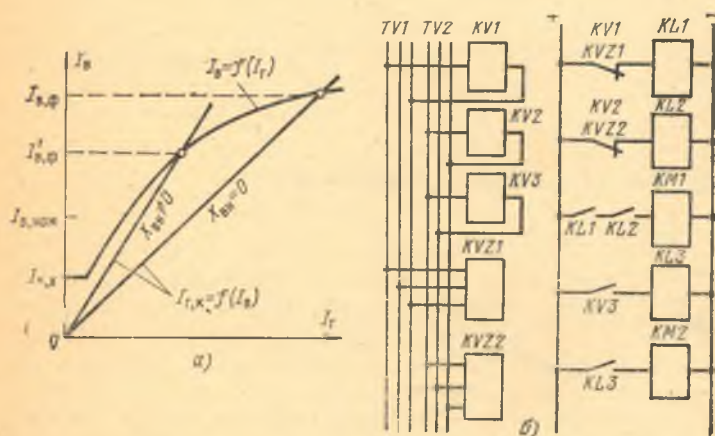


Рис. 7.18. Характеристики и схема форсировки возбуждения.

а — определение кратности форсировки возбуждения устройством компаундирования; б — схема релейного управления возбуждением синхронного генератора.

$U_r < 0,85 U_{r,ном}$, а развозбуждение гидрогенераторов — при повышениях напряжения до $U_r > 1,15 U_{r,ном}$.

Измерительным органом устройства служат или два ($KV1$ и $KV2$) электромагнитных минимальных реле напряжения типа РН-50 (рис. 7.18,б), или два реле с фильтрами напряжения прямой последовательности $KVZ1$, $KVZ2$ и одно максимальное реле напряжения $KV3$. По второму варианту выполняется измерительный орган устройств релейного управления возбуждением синхронных генераторов, работающих в блоке с трансформаторами.

Два минимальных реле предусматриваются для предотвращения ложной форсировки возбуждения при перегорании предохранителей в цепях измерительного трансформатора напряжения, когда может срабатывать одно из них. Поэтому в устройство входит логический элемент И в виде двух промежуточных реле $KL1$ и $KL2$. При отсутствии предохранителей (установке автоматов) используется одно измерительное реле.

Исполнительными элементами устройства релейного управления являются контакторы $KM1$ и $KM2$.

7.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ С ДИОДНО-ЭЛЕКТРОМАШИНЫМИ ВОЗБУДИТЕЛЯМИ

Выполнение и действие возбудителей

Предельная технически целесообразная мощность электромашинного возбудителя постоянного тока не превышает 350—450 кВт [33]. Необходимая мощность возбуждения современных синхронных генераторов от 200 до 800 МВт соответственно составляет от 800 до 3400 кВт, а номинальные токи возбуждения достигают 8000 А. Поэтому для современных мощных генераторов разработаны новые системы возбуждения, обладающие необходимой надежностью, более высоким быстродействием и кратностью форсировки возбуждения.

Ленинградским электротехническим объединением (ЛЭО) «Электросила» выпускаются турбогенераторы мощностью 200 и 300 МВт с электромашинным возбудителем переменного тока повышенной частоты с неуправляемым полупроводниковым выпрямителем — диодно-электромашинным возбудителем. Разрабатываются различные модификации бесщеточного диодно-электро-

машинного возбуждения турбогенераторов мощностью 300—800 МВт.

Диодно-электромашиный возбудитель *GE* (рис. 7.19) представляет собой индукторный генератор с двумя трехфазными обмотками статора и двумя силовыми выпрямителями *VS1* и *VS2* на кремниевых диодах, выполненными по трехфазным мостовым схемам и соединенными последовательно. На статоре расположены три обмотки возбуждения *LE* возбудителя: обмотка самовозбуждения $\omega_{св}$ и две обмотки автоматического регулирования возбуждения — согласованно включенная $\omega_{пер,с}$ и противовключенная $\omega_{пер,п}$.

Ротор возбудителя выполнен в виде десятизубцового сердечника. При наличии тока возбуждения и вращении ротора магнитный поток пульсирует за счет различия магнитных сопротивлений в воздушных зазорах против зубцов и пазов ротора и наводит в обмотках статора ЭДС частотой 500 Гц. Возбудитель работает с самовозбуждением (положительной обратной связью) по току ротора турбогенератора, называемым также компаундированием возбудителя.

В систему возбуждения входит подвозбудитель *GEA* в виде трехфазного генератора с постоянными магнитами на роторе. Частота напряжения подвозбудителя 400 Гц. Подвозбудитель создает начальное возбуждение возбудителя при пуске турбогенератора и служит источником питания электромагнитного автоматического регулятора возбуждения.

Основными особенностями системы возбуждения являются: простота и надежность схемы и конструкции (отсутствие коллектора, обмоток на роторе возбудителя и др.); перевозбуждение возбудителя током ротора турбогенератора — сильная положительная обратная связь в нормальных режимах работы; компаундирование возбудителя свободной составляющей тока ротора в аварийных режимах, в особенности при переходных процессах коротких замыканий; готовность к быстродействующей форсировке возбуждения в аварийных режимах при значительных снижениях напряжения турбогенератора за счет перевозбуждения возбудителя.

Три последние особенности главным образом и обуславливают относительно высокую скорость нарастания напряжения $\frac{du_n}{dt} \frac{1}{U_{в, ном}} >$

$> 2 \frac{\text{ед. возб}}{с}$ и кратность форсировки возбуждения $k_{\phi} > 2$.

Бесщеточным называется диодно-электромашиное возбуждение, осуществляемое без щеточно-контактного аппарата. Устранение контактных колец и щеток в цепи возбуждения синхронного генератора существенно повышает надежность и упрощает обслуживание генератора. На рис. 7.20 показан один из вариантов бесщеточного возбуждения турбогенератора мощностью 300 МВт. Возбудитель *GE* генератора представляет собой обращенную синхронную машину: на ее статоре расположена обмотка возбуждения, а трехфазная обмотка переменного тока располагается на роторе. Установленные на валу агрегата неуправляемые выпрямители непосредственно подключены к трехфазной обмотке возбудителя и к обмотке ротора турбогенератора. В рассматриваемом варианте возбудитель имеет три пары полюсов на статоре, поэтому частота трехфазного напряжения равна

150 Гц. Обмотка каждой фазы состоит из шести ветвей, а неуправляемый вращающийся выпрямитель представляет собой шесть трехфазных мостовых схем, соединенных параллельно на стороне выпрямленного тока. В схемах используются специально изготовленные, рассчитанные на центробежные усилия кремниевые диоды с прямым током 500 А и обратным напряжением 2000 В. Расщеплением трехфазной обмотки возбудителя на шесть ветвей обеспечивается одинаковое распределение токов в параллельно работающих вентилях выпрямителя.

Подвозбудителем *GEA* служит индукторный трехфазный генератор, аналогичный используемому в качестве возбудителя в рассмотренной выше диодно-электромашинной системе возбуждения (см.

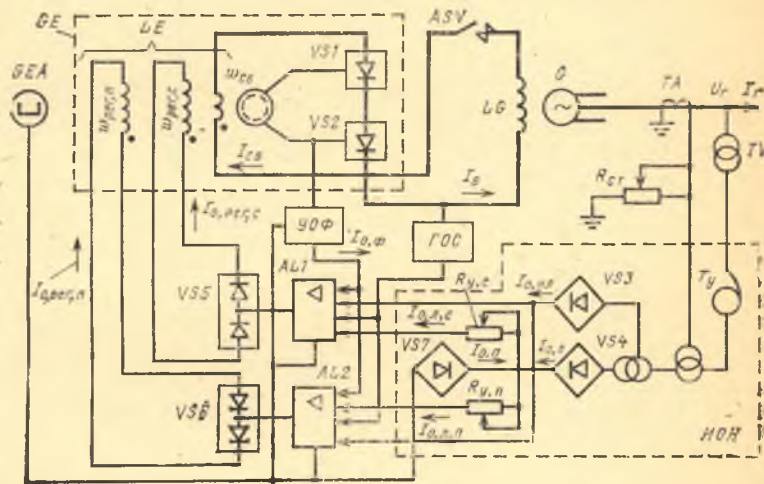


Рис. 7.19. Схема возбуждения и автоматического регулирования напряжения синхронного генератора с диодно-электромашинным возбудителем.

рис. 7.19). Частота трехфазного напряжения $U_{пв}$ индукторного генератора 500 Гц. Подвозбудитель имеет последовательную обмотку самовозбуждения (током возбуждения возбудителя) и обмотку для управления его возбуждением от автоматического регулятора напряжения *AV*. Для начального возбуждения подвозбудителя предусматривается кратковременное подключение аккумуляторной батареи *GB*.

Особенностью бесщеточного возбуждения является отсутствие непосредственной электрической связи регулятора с цепью ротора турбогенератора. Поэтому изменение возбуждения турбогенератора возможно только путем соответствующего изменения возбуждения возбудителя *GE*, которое создается током подвозбудителя, выпрямленным двумя трехфазными неуправляемыми выпрямителями *VS1* и *VS2*, соединенными параллельно. Управление возбуждением возбудителя осуществляется двумя управляемыми тиристорными переключателями *VTQ1* и *VTQ2*. Совместно с трансформаторами *T1* и *T2*

выпрямители и переключатели образуют рабочую и форсировочную группы управления возбуждением турбогенератора. Трансформатор $T2$ форсировочной группы имеет две вторичные обмотки, а выпрямитель $VS2$ состоит из двух трехфазных мостовых схем, работающих параллельно, что необходимо для обеспечения форсировки возбуждения турбогенератора. В нормальных режимах работы возбуждение генератора создается рабочей группой.

Вращающиеся кремниевые диоды являются наименее надежными элементами системы возбуждения. Поэтому для обеспечения надежности в целом предусматривается избыточность по количеству необходимых диодов и возможность несимметричной нагрузки возбудителя, обеспечивающие нормальные режимы и несколько сниженную фор-

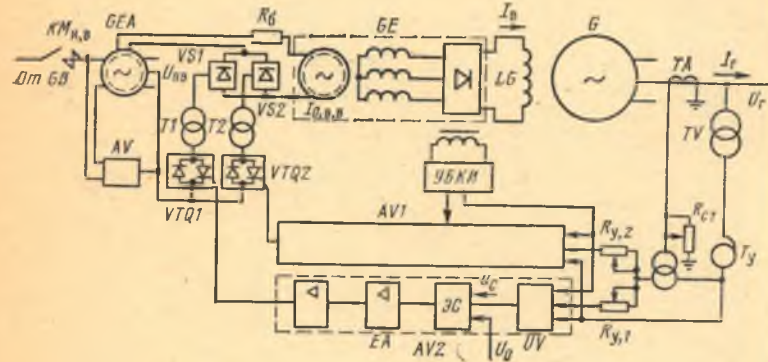


Рис. 7.20. Схема бесщеточного возбуждения и автоматического регулирования напряжения.

сировку возбуждения после выхода из строя определенного количества диодов или перегорания защитных предохранителей, включенных последовательно с каждым из 36 диодов. Бесконтактный контроль исправности диодов и предохранителей и измерение тока ротора турбогенератора производятся специальным устройством бесконтактного контроля и измерения УБКИ.

В связи с перспективностью бесщеточного возбуждения для синхронных генераторов большой мощности необходимо снижение его инерционности, достаточное для эффективности автоматического регулирования возбуждения сильного действия. Снижение постоянной времени возбудителя до $T_e \approx 0,1$ с достигается включением в цепь его возбуждения балластного активного сопротивления R_6 , что требует соответствующего увеличения мощности управления возбуждением.

Автоматическое регулирование возбуждения

Ток самовозбуждения возбудителя $I_{св}$ (см. рис. 7.19) значительно превышает номинальный $I_{св} > I_{св,ном}$ (рис. 7.21,а). Поэтому в нормальных режимах работы (от холостого хода до номинального) возбуждение обес-

печивается током регулятора $I_{0, \text{рег.п}}$ в противовключенной обмотке возбуждения. В частности, токи регулятора при холостом ходе и номинальном режиме работы турбогенератора соответственно определяются выражениями:

$$I_{0, \text{рег. п. х}} = \frac{I_{\text{св}} - I_{\text{в. х}}}{k_{\text{в}}}; \quad I_{0, \text{рег. п. ном}} = \frac{I_{\text{св}} - I_{\text{в. ном}}}{k_{\text{в}}}.$$

Форсировка возбуждения обеспечивается током самовозбуждения и током регулятора $I_{0, \text{рег.с}}$ в согласованно включенной обмотке.

Регулирование возбуждения осуществляется электромагнитным регулятором, функционирующим по отклонению напряжения от предписанного значения. Автоматический регулятор аналогичен двухсистемному корректору напряжения компаундированного синхронного генератора (см. рис. 7.14, а). Однако, поскольку регулирование по возмущающим воздействиям не используется и весь диапазон изменения возбуждения от холостого хода турбогенератора ($I_{\text{в.х}}$) до форсировки возбуждения ($I_{\text{в.ф}}$) должен покрываться регулятором по отклонению, его мощность и коэффициент передачи (усиления) существенно возрастают. Поэтому регулятор выполняется на магнитных усилителях с самонасыщением, обладающих, как указывалось, высокой добротностью [9].

Магнитные усилители $AL1$ и $AL2$, рабочие токи $I_{0, \text{рег.с}}$ и $I_{0, \text{рег.п}}$ которых являются регулирующими воздействиями, совместно с измерительным органом напряжения $ИОН$ образуют согласованно и противовключенную часть автоматического регулятора соответственно (см. рис. 7.19). Изменение возбуждения турбогенератора в нормальных режимах работы от $I_{\text{в.х}}$ до $I_{\text{в.ном}}$ производится током в противовключенной обмотке, уменьшающим самовозбуждение возбудителя. Поэтому в заводской информации противовключенная часть электромаг-

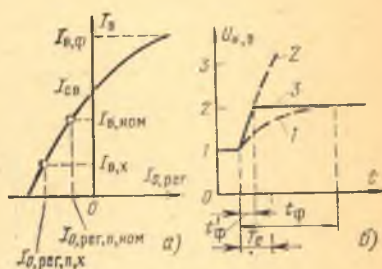
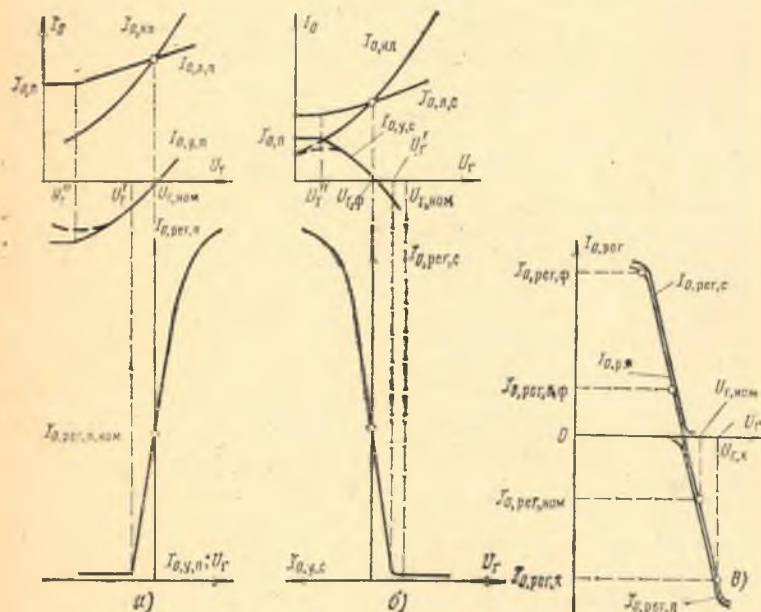


Рис. 7.21. Диодно-электромагнитное возбуждение.

а — характеристика возбудителя; б — график изменения напряжения ротора при форсировке возбуждения.

Измерительный орган напряжения регулятора выполнен по одной из ранее рассмотренных схем измерительных органов электромагнитных корректоров напряжения (см. рис. 7.12). Его особенностью является наличие двух дополнительных установочных резисторов $R_{y,c}$, $R_{y,n}$, необходимых для соответствующей настройки со-



а — измерительного органа; *б* — магнитных усилителей; *в* — регулятора в целом.

246

ше диапазонах изменения возбуждения турбогенератора. На рис. 7.22,а, б приведены характеристики измерительного органа напряжения и характеристики управления магнитных усилителей. Усилитель *AL2* управляется током $I_{0,y,p} = I_{0,нл} - I_{0,л,п}$, а усилитель *AL1* — током $I_{0,y,c} = I_{0,л,c} - I_{0,нл}$. Равенство токов $I_{0,y,p}$ и $I_{0,y,c}$ нулю наступает при разных напряжениях U_r генератора. Ток $I_{0,y,p} = 0$ в нормальном режиме ($U_{r,ном}$), при этом рабочий ток *AL2* равен номинальному току регулятора $I_{0,рег,п,ном}$. Напряжение $U_{г,ф} < U_{г,ном}$, при котором ток $I_{0,y,c}$ равен нулю, устанавливается резистором $R_{y,c}$ таким, чтобы по мере снижения напряжения турбогенератора до U'_r , при котором исчерпывается рабочий диапазон характеристики усилителя *AL2* ($I_{0,рег,п} \approx 0$), вступал в действие магнитный усилитель *AL1*. Напряжение $U_{г,ф}$ можно рассматривать как условно эквивалентное напряжение срабатывания устройства форсировки возбуждения генератора.

На рис. 7.22,в приведены совмещенные характеристики согласованно и противовключенной частей регулятора, образующие характеристику $I_{0,рег} = f(U_r)$ автоматического регулятора в целом. На характеристике отмечены токи регулятора в характерных режимах работы турбогенератора.

Для обеспечения форсировки возбуждения при глубоких снижениях напряжения, при которых ток $I_{0,y} = I_{и0}$ измерительного органа снижается практически до нуля (показано пунктиром на рис. 7.22,а, б), в измерительный орган напряжения вводится выпрямленный ток $I_{0,п}$ от подвозбудителя (см. рис. 7.19). Ток $I_{0,п}$ действует согласованно с током $I_{0,л}$ измерительного органа (осуществляется так называемый подпор линейного элемента). В нормальных режимах работы $I_{0,п} = 0$, так как диоды выпрямителя *VS7* закрыты обратным напряжением на выходе выпрямителя *VS4* измерительного органа напряжения. После снижения напряжения турбогенератора до U''_r (рис. 7.22,а, б) диоды *VS7* открываются, а диоды выпрямителя *VS4* закрываются. Токи $I_{0,л,c}$ и $I_{0,л,п}$ в обмотках управления магнитными усилителями обуславливаются только током $I_{0,п}$, пропорциональным напряжению подвозбудителя $U_{пв}$, т. е. не зависящим от напряжения турбогенератора. Поэтому на характеристиках $I_{0,л,c} = f(U_r)$ и $I_{0,л,п} = f(U_r)$ на рис. 7.22,а, б показаны горизонтальные участки при $U_r < U''_r$. Ток $I_{0,п}$ необходим и для создания начального возбуждения генератора при пуске. При этом за счет тока $I_{0,п}$ в возбудитель вводится максимальный ток $I_{0,рег,ф}$, обуславливающий начальное его возбуждение. Далее возбудитель самовозбуждается нарастающим током ротора генератора.

Выше указывалась целесообразность возможно большей кратности форсировки возбуждения синхронных генераторов в целях повышения статической и динамиче-

ской устойчивости электроэнергетических систем. Однако для современных мощных турбо- и гидрогенераторов с высоким использованием активных материалов и форсированным охлаждением обмоток по условию термической стойкости высокая и длительная форсировка возбуждения недопустима.

Поэтому ограничение кратности и длительности форсировки возбуждения является одной из задач и особенностью автоматического управления возбуждением таких генераторов. При этом высокая форсировочная способность возбудителей должна сохраняться для обеспечения высокой скорости нарастания напряжения ротора генератора. Если, например, при двукратном допустимом токе ротора генератора время нарастания напряжения $U_{*,в}$ возбуждения (см. рис. 7.21,б) при коэффициенте кратности форсировки возбудителя $k_{\phi}=2$ (кривая 1) составляет $t_{\phi} \approx 3T_e$, то при $k_{\phi}=5$ (кривая 2) время t'_{ϕ} нарастания до ограничиваемого двукратного уровня (кривая 3) напряжения гораздо меньше $t'_{\phi} < T_e$.

Устройство ограничения кратности форсировки (УОФ) (см. рис. 7.19) представляет собой электромагнитный регулятор напряжения ротора генератора. Измерительный орган напряжения U_v выполняется по типовой схеме (см. рис. 7.12) и настраивается на $2U_{в,ном}$. В магнитном усилителе с самонасыщением регулятора предусматривается дополнительная внешняя положительная обратная связь, обеспечивающая работу усилителя в релейном режиме.

При двукратном напряжении на роторе турбогенератора ток $I_{о,ф}$ магнитного усилителя резко возрастает (практически от нуля) и воздействует на магнитные усилители $AL1$ и $AL2$ регулятора напряжения турбогенератора. При этом ток $I_{о,рег,с}$ усилителя $AL1$ ограничивается значением $I_{о,рег,о,ф}$ (см. рис. 7.22,в), соответствующим двукратной форсировке возбуждения. Длительность форсировки ограничивается контактным устройством защиты генератора от перегрузки реактивным током.

Особенности регулирования возбуждения при бесщеточном возбудителе

Для автоматического регулирования возбуждения турбогенераторов с рассматриваемым вариантом бесщеточной системы возбуждения Ленинградским электротехническим объединением «Электросила» разработан

транзисторный автоматический регулятор пропорционального действия по отклонению напряжения от заданного значения [36].

Существенными особенностями транзисторного регулятора являются новые способы осуществления измерительной и исполнительной его частей. В регуляторе производится преобразование сигналов в виде изменения амплитуды гармонического напряжения или значения напряжения постоянного тока во время-импульсный сигнал.

Преобразование осуществляется элементом сравнения ЭС (см. рис. 7.20) мгновенного значения напряжения u_c на конденсаторе измерительного преобразователя

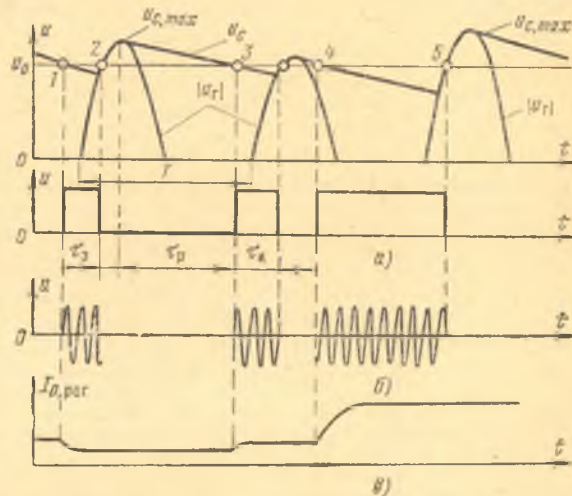


Рис. 7.23. Графики, иллюстрирующие формирование сигнала и регулирующего воздействия полупроводниковым автоматическим регулятором возбуждения.

с постоянным напряжением U_0 и нуль-индикатором ЕА релейного действия [9]. Наибольшее мгновенное значение напряжения на конденсаторе элемента сравнения $u_{c,max}$ пропорционально наибольшему мгновенному значению напряжения на выходе измерительного преобразователя UV , равному амплитуде вторичного напряжения турбогенератора $u_{c,max} = U_{m,r}$ (рис. 7.23, а).

Напряжение u_c формируется путем периодического заряда конденсатора в простейшем случае однополупе-

риодным выпрямленным напряжением турбогенератора и последующего (в течение второй половины периода) его частичного разряда. Равенство напряжений $u_c = U_0$, наступающее в моменты времени, соответствующие точкам 1, 2, 3 ... на кривых рис. 7.23,а, фиксируется нуль-индикатором, формирующим прямоугольные импульсы напряжения $u_{ио}$ измерительного органа. Из графиков можно видеть, что при неизменном напряжении генератора, т. е. при $u_{с, max} = U_{m, г} = \text{const}$, длительность τ_n импульса напряжения $u_{ио}$ равна $\tau_n = T - \tau_z - \tau_p$.

Времена τ_z заряда и τ_p разряда конденсатора являются функциями амплитуды напряжения U_r , определяются из условий $U_{m, г} \cos \omega \tau_z = U_0$; $U_{m, г} e^{-\tau_p / RC} = U_0$ и равны:

$$\tau_z = \frac{1}{\omega} \arccos \frac{U_0}{U_{m, г}}; \quad \tau_p = RC \ln \frac{U_0}{U_{m, г}}.$$

При снижении или повышении напряжения U_r длительность τ_n импульса на выходе транзисторного усилителя регулятора соответственно увеличивается или уменьшается, изменяясь в пределах $T > \tau_n > 0$ (рис. 7.23,а). В течение времени τ_n тиристоры переключателя, например VTQ1 (см. рис. 7.20) рабочей группы, открыты и выпрямитель VSI возбуждения возбудителя подключен к напряжению $U_{пв}$ подвозбудителя (на рис. 7.23,б показан график напряжения на входе выпрямителя). В промежутках между импульсами тиристоры закрыты и выпрямитель отключен. Среднее за период T значение тока возбуждения возбудителя от регулятора $I_{0, в, в} = I_{0, в, в}$ при неизменном напряжении подвозбудителя определяется длительностью τ_n работы выпрямителя (рис. 7.23,б, в). При форсировке возбуждения $\tau_n = T$ тиристорные переключатели находятся во включенном состоянии в течение всего времени форсировки.

Управление тиристорами выключателей осуществляется от двух одинаковых транзисторных регуляторов AV1 и AV2 (см. рис. 7.20) с разными уставками по напряжению. Напряжения устанавливаются резисторами $R_{у, 1}$ и $R_{у, 2}$ так, чтобы регулятор AV2 форсировочной группы вступал в действие после того, как по мере снижения напряжения генератора исчерпается регулировочный диапазон рабочего регулятора AV1. Первый регуля-

тор изменяет возбуждение возбудителя током рабочего выпрямителя $VS1$ в нормальных режимах от холостого хода до номинального и может обеспечивать полное развозбуждение и полуторакратную форсировку возбуждения. Током форсировочного выпрямителя $VS2$ второй регулятор осуществляет форсировку возбуждения в аварийных режимах, ограничиваемую, однако, двукратным уровнем.

При повреждении определенной части диодов или перегорании предохранителей вращающегося выпрямителя системы возбуждения форсировочный регулятор $AV2$ сигналом от $УБКИ$ выводится из действия.

7.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Назначение, особенности и алгоритм автоматического регулирования

Основным назначением регулирования возбуждения сильного действия является повышение пропускной способности и устойчивости электропередачи [27]. Как указывалось, передача наибольшей возможной (предельной) мощности $P_{л,пр}$ возможна при условии неизменности напряжения в начале электропередачи $U_n = \text{const}$ и $\delta_n = \pi/2$. Первое условие может быть обеспечено только при весьма высоком коэффициенте усиления $k_{раз}$ в разомкнутом состоянии и практической безынерционности действия автоматической системы регулирования. Поэтому для обеспечения устойчивости функционирования в замкнутом состоянии при больших $k_{раз}$ используется второй способ ее стабилизации (коррекции) — по производной регулируемого напряжения (см. § 6.8).

Для обеспечения второго условия в соответствии с назначением регулирования возбуждения сильного действия естественным было бы автоматическое регулирование по основному параметру, от которого зависит статическая, динамическая и результирующая устойчивость электропередачи, — по углу δ между ЭДС E_q генератора и напряжением U_c приемной системы (см. рис. 7.2). Для получения соответствующих сигналов необходима передача информации (телепередача) о векторе U_c с приемного конца линии на передающий.

В связи со сложностью и недостаточной надежностью действия устройств телепередачи используются параметры, не требующие передачи информации по линии, а именно: амплитуда тока генератора и изменение частоты. Использование указанных параметров возможно, поскольку изменениям угла δ при электромеханических переходных процессах соответствуют пропорциональные изменения в определенных пределах абсолютных значений тока (при передаче всей мощности станции в одном направлении), а изменение частоты пропорционально первой производной от угла δ по времени.

Таким образом, в автоматической системе регулирования возбуждения сильного действия используется рабочая информация об отклонении напряжения линии электропередачи и скорости его изменения и об изменениях, скоростях и ускорениях изменений или амплитуды тока, или частоты напряжения. Функция режимных параметров электропередачи, определяющая воздействие автоматического регулятора на возбудитель синхронного генератора, называется алгоритмом автоматического регулирования возбуждения сильного действия. В алгоритм регулирования возбуждения входят:

отклонение напряжения в начале линии от предписанного (заданного) значения

$$\Delta U = U_{\text{л}} - U_{\text{л. пр}} = |\dot{U}_{\text{г}} - jI_{\text{г}}X_{\text{т}}| - U_{\text{л. пр}}, \quad (7.18)$$

где $X_{\text{т}}$ — сопротивление трансформатора (см. рис. 7.2,а);

первая производная напряжения $U' = \frac{dU}{dt}$; первая и

вторая производные тока электропередачи $I' = \frac{dI}{dt}$, $I'' =$

$\frac{d^2I}{dt^2}$ или изменение и первая производная частоты

$$\Delta'f \rightarrow \frac{1}{2\pi} \frac{d\delta}{dt}, \quad f' = \frac{df}{dt} \sim \frac{d^2\delta}{dt^2}.$$

Отклонение ΔU напряжения необходимо для обеспечения заданного напряжения генератора. Производная напряжения стабилизирует автоматическую систему регулирования возбуждения прежде всего при холостом ходе генератора. Производные тока или изменение и производная частоты совместно с производной напряжения повышают устойчивость замкнутой автоматической

системы регулирования, включающей нагруженную электропередачу, обеспечивая затухание электромеханических переходных процессов. Поэтому воздействие автоматического регулятора возбуждения сильного действия на возбудитель генератора часто разделяют на собственно *регулирующее* воздействие $U_{p,v}$, обусловленное отклонением напряжения ΔU , и *стабилизирующее* воздействие $U_{c,v}$, определяемое производными режимных параметров.

Таким образом, алгоритм автоматического регулирования возбуждения сильного действия может быть представлен одним из следующих выражений:

$$U_{per} = U_{p,v} + U_{c,v} = k_{0,U} \Delta U + (k_{1,U} U' + k_{1,I} I' + k_{2,I} I''); \quad (7.19)$$

$$U_{per} = U_{p,v} + U_{c,v} = k_{0,U} \Delta U + (k_{1,U} U' + k_{1,f} \Delta f' + k_{2,f} f'). \quad (7.19a)$$

В операторной форме алгоритм регулирования возбуждения сильного действия при идеальных дифференцирующих и усилительных звеньях структурной схемы регулятора, учитывая, что производная величины равна производной ее отклонения, можно записать соответственно в виде

$$U_{per}(\bar{p}) = (k_{0,U} + pk_{1,U}) \Delta U(\bar{p}) + p(k_{1,I} + pk_{2,I}) I(\bar{p}); \quad (7.20)$$

$$U_{per}(\bar{p}) = (k_{0,U} + pk_{1,U}) \Delta U(\bar{p}) + \left(\frac{p}{pT + 1} k_f + pk_{2,f} \right) \Delta f(\bar{p}), \quad (7.20a)$$

где Δf — отклонение частоты от номинальной:

$$\Delta f = f - f_{ном} = \frac{\Delta \omega}{2\pi}.$$

Из (7.19a) и (7.20a) можно видеть, что изменение частоты Δf как информационный параметр получается при помощи идеального дифференцирующего звена и апериодического звена с относительно большой постоянной времени, соединенных последовательно (образующих реальное дифференцирующее звено). Сигнал Δf существует только при переходном процессе изменения частоты. В установившемся режиме при наличии отклонения частоты Δf сигнал отсутствует.

В последнее время преимущественно используется второй алгоритм автоматического регулирования сильного действия с добавлением производной тока ротора генератора $k_{1,1}I'_r$, отображающей по существу скорость изменения ЭДС E_q генератора.

Алгоритм автоматического регулирования возбуждения сильного действия эффективно реализуется только при малоинерционных возбудителях. Наиболее технические совершенными и соответствующими регулированию возбуждения сильного действия являются статические тиристорные возбудители.

Выполнение и действие тиристорных возбудителей

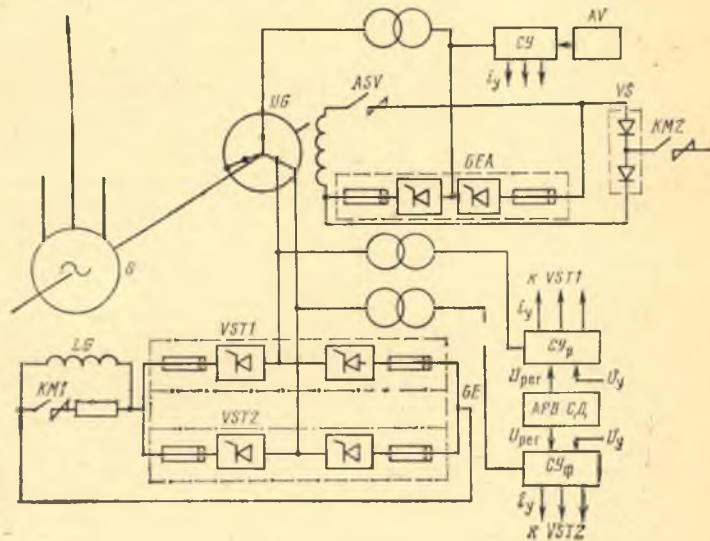
Тиристорные возбудители выполняются по схемам независимого возбуждения гидрогенераторов (рис. 7.24) или самовозбуждения турбогенераторов [33]. При независимом возбуждении источником питания тиристорного управляемого выпрямителя служит вспомогательный синхронный генератор UG , расположенный на одном валу с гидрогенератором. Вспомогательный генератор имеет тиристорный возбудитель GEA , выполненный по схеме самовозбуждения.

При самовозбуждении управляемый выпрямитель подключается через выпрямительный трансформатор к выводам возбуждаемого генератора. Для обеспечения форсировки возбуждения при к. з., сопровождающихся сильным снижением напряжения на зажимах генератора, используются относительно мощные трансреакторы, устанавливаемые со стороны нулевых выводов генератора. Начальное возбуждение при включении генератора на параллельную работу автоматическим устройством точной синхронизации обеспечивается от постороннего источника начального возбуждения [33].

Возбудитель состоит из двух выпрямителей: рабочего $VST1$ и форсировочного $VST2$. Рабочий выпрямитель обеспечивает изменение возбуждения генератора в нормальных режимах работы от холостого хода до номинального. Он подключается к ответвлениям обмоток вспомогательного генератора или трансформатора с напряжением, не превышающим половины напряжения на их выводах. Форсировочный выпрямитель предназначается для форсировки возбуждения и подключается к полным напряжениям вспомогательного генератора или трансформатора. В нормальных режимах он практически не действует. Применение двух выпрямителей обеспечивает необходимые скорость нарастания напряжения ротора и кратность форсировки возбуждения.

На рис. 7.25 приведены кривые мгновенных значений фазных напряжений на вентиллях рабочего $u_{a,r}—u_{c,r}$ и форсировочного $u_{a,f}—u_{c,f}$ выпрямителей и напряжений u_r ротора генератора в характерных режимах работы возбудителя: в режимах номинального возбуждения, форсировки и развозбуждения (гашение поля) генератора. При номинальном возбуждении угол α_r включения вентилля рабочего выпрямителя (отсчитываемый при трехфазной схеме от значения $\omega t = \pi/6$ для фазы A) составляет примерно $\alpha_{r,ном} \approx \pi/3$. При этом угол α_f включения вентилля форсировочной группы бли-

В режиме форсировки возбуждения устройством релейного управления возбуждением устанавливаются углы включения $\alpha_p = \alpha_\phi = 0$. Оба выпрямителя переходят в режим наибольшего выпрямленного тока. Однако практически работает только форсировоч-



ный выпрямитель, поскольку вентили рабочего выпрямителя закрываются со стороны выпрямленного тока более высоким выпрямленным напряжением форсировочного выпрямителя.

255

ратора *GEA* выполняется на одном тиристорном выпрямителе, управляемом от автоматического регулятора *AV* напряжения пропорционального типа. На схеме показан диодный выпрямитель *VS* и контакт *KM2* устройства начального возбуждения вспомогательного генератора, питаемого от трансформатора собственных нужд.

Управление возбудителем производится путем изменения угла α включения тиристоров. Для четкого фиксирования угла включения используются импульсы управляющего тока i_y тиристора. Регулирующее воздействие автоматического регулятора возбуждения обычно представляет собой изменяющееся по значению и знаку постоянное напряжение $U_{\text{рег}}$. Преобразование напряжения регулятора воз-

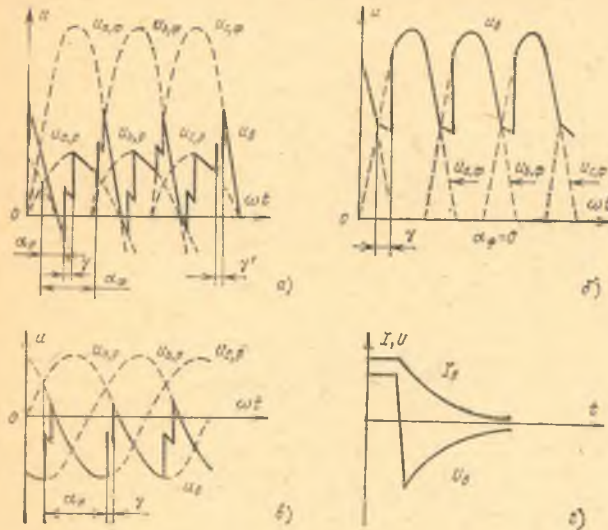


Рис. 7.25. Графики напряжения на роторе синхронного генератора. а — в нормальном режиме работы; б — при форсировке возбуждения; в — при развозбуждении; г — изменения средних значений напряжения и тока ротора при развозбуждении.

буждения и напряжения U_y ручного управления возбудителем в угол α (фазу импульса тока i_y) производится устройством (схемой) управления *СУ* (см. рис. 7.24).

На рис. 7.26, а, б приведены упрощенная структурная схема и графики, поясняющие действие одной из наиболее совершенных и быстродействующих схем управления тиристорным возбудителем. Преобразование напряжения постоянного тока в фазу импульсов осуществляется путем сравнения (элементом ЭС) напряжения $U_{\text{рег}} + U_y$ с мгновенным значением синусоидального напряжения u в интервале времени между положительной и отрицательной его амплитудами. Для четкости фиксирования начала отсчета угла α и для обеспечения формирования импульсов управления при $|U_{\text{рег}} + U_y| > |U_m|$ (с предельными фазами $\alpha = 0$ и $\alpha = \pi$) на амплитуду накладываются синхронизирующие импульсы $u_{\text{н}}$.

Синусоидальность напряжения при наличии гармоник в напряжении генератора U_r и необходимый сдвиг по фазе обеспечивается частотными фильтрами ZF , а получение синхронизирующих импульсов — соответствующими элементами $ЭИ$. Равенство напряжений $U_{рег} + U_y$ и u фиксируется нуль-индикатором EA релейного действия. Момент появления напряжения u_{HI} на его выходе соответствует фазе α импульсов тока i_y управления тиристорами. Они формируются элементом формирования импульсов F , содержащим ждущий мультивибратор (одновибратор), запускаемый кратковременными

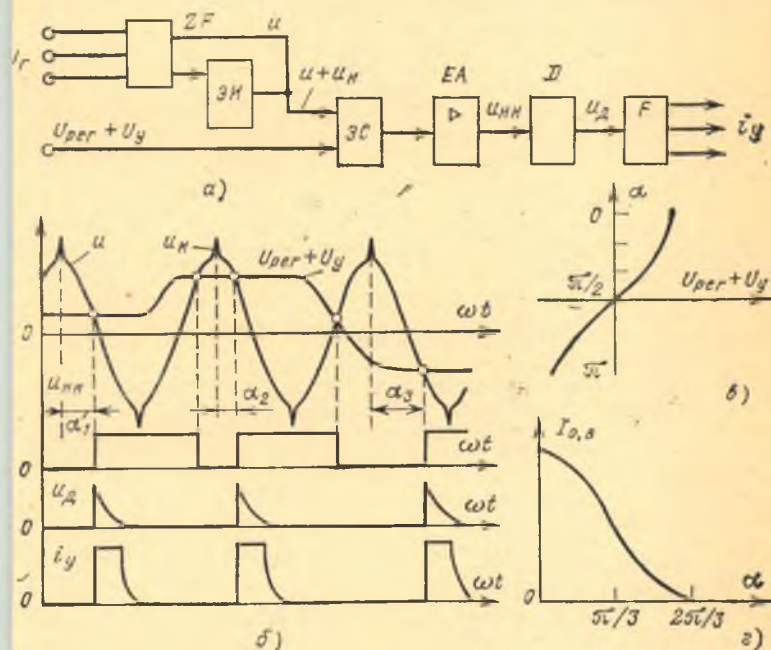


Рис. 7.26. Иллюстрации преобразования изменяющегося напряжения постоянного тока в фазу импульсов токов управления тиристорами возбудителя.

a — структурная схема; b — графики; c — зависимость угла α от напряжения; d — характеристика возбудителя.

с крутым фронтом импульсами u_d напряжения дифференцирующего элемента D , и импульсный усилитель.

Схема управления одним, например рабочим, выпрямителем содержит шесть цепей, формирующих импульсы управления шестью вентилями выпрямителя. Выходные импульсные многообмоточные трансформаторы усилителей каждой цепи обеспечивают необходимое, соответственно количеству тириستоров в каждом вентиле, число импульсов тока i_y .

При рассмотренном преобразовании угол включения тиристоров является арккосинусной функцией напряжений $U_{\text{рег}} + U_{\gamma}$ (рис. 7.26,а). При индуктивно-активной нагрузке, какой является цепь ротора генератора (X_p, R_p), управляемый выпрямитель работает при углах включения до $\alpha \leq \arctg \frac{X_p}{R_p}$ в режиме непрерывного тока и среднее

значение тока ротора является косинусоидальной функцией угла α . Поэтому в указанном диапазоне углов включения характеристика управления возбуждением $I_{0,в} = f(U_{\text{рег}} + U_{\gamma})$ практически линейна.

При больших углах α управляемый выпрямитель переходит в режим прерывистого тока ротора в виде импульсов длительностью λ , рад. Среднее значение тока ротора определяется зависимостью $I_{0,в} = I_{0,в,ф} [\cos \alpha - \cos (\alpha + \lambda)]$ (рис. 7.26,б), где $I_{0,в,ф}$ — ток ротора, обусловленный рабочим выпрямителем при $\alpha = 0$.

Форсировочный выпрямитель переводится сразу из режима наименьшего в режим наибольшего выпрямленного тока устройством релейной форсировки возбуждения.

7.6. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Виды автоматических регуляторов

Первые автоматические регуляторы возбуждения сильного действия были разработаны в МЭИ для гидрогенераторов Волжской ГЭС имени Ленина. Они выполнялись на электронных лампах и действовали в соответствии с первым алгоритмом регулирования (7.19), (7.20). В последующее время в результате теоретических и экспериментальных исследований в ВЭИ имени Ленина разработаны типовые (унифицированные) электромагнитный и полупроводниковый автоматические регуляторы возбуждения сильного действия, реализующие второй алгоритм регулирования (7.19а), (7.20а). Электромагнитными регуляторами оборудованы гидрогенераторы Братской, Красноярской и других ГЭС, турбогенераторы мощностью 300, 500 и 800 МВт и генераторы атомных электростанций. На агрегатах Саяно-Шушенской ГЭС установлены полупроводниковые регуляторы [30].

Электромагнитный и полупроводниковый автоматические регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ СД) ВЭИ являются аналоговыми регуляторами. В Сибирском энергетическом институте (СЭИ) создан цифровой АРВ СД [31]. Полупроводниковый аналоговый и цифровой регуляторы выполняются на интегральных микросхемах. В последние годы в ВЭИ и в СЭИ

разрабатываются АРВ СД на больших интегральных схемах в виде микропроцессоров и других частей цифровых микро-ЭВМ.

Унифицированный автоматический регулятор возбуждения сильного действия представляет собой по существу автоматическую систему управления, выполняющую не только регулирование возбуждения сильного действия, но и целый ряд других операций, т. е. реализующую весьма сложный

алгоритм автоматического управления возбуждением генератора. Автоматическая система управления выполняет следующие функции: изменение возбуждения по алгоритму автоматического регулирования возбуждения сильного действия, релейную форсировку возбуждения, ограничение тока ротора на двукратном уровне, автоматическую разгрузку генератора при перегрузке по току ротора и реактивному току

статора, изменение предписанного напряжения (уставки) при синхронизации, ограничение снижения возбуждения в режиме потребления реактивной мощности, уравнивание реактивных мощностей параллельно работающих генераторов (при групповом управлении возбуждением), регулирование по отклонению тока ротора в процессе выбега турбогенераторов атомных электростанций, защиту генератора от повышения напряжения при сбросах нагрузки.

В соответствии с алгоритмом (7.20а) с учетом составляющей $k_{1,1}I'_v$ упрощенная структурная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия может быть представлена пятью эквивалентными звеньями с соответствующими передаточными функциями, соединенными параллельно (рис. 7.27), и звеном, представляющим собой инерционный (магнитный) или безынерционный (полупроводниковый) двухкаскадный усилитель. Указанные эквивалентные звенья образуют отдельные цепи или каналы [30] регулирования соответствен-

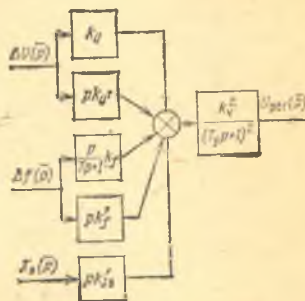


Рис. 7.27. Упрощенная структурная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия.

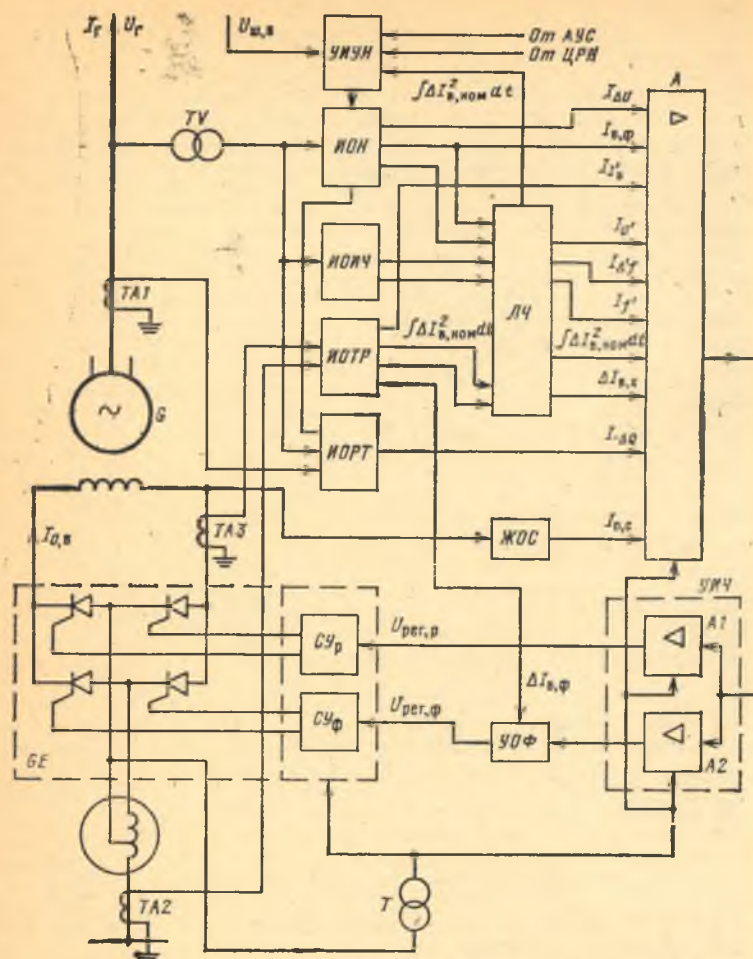


Рис. 7.28. Функциональная схема автоматической системы управления возбуждением с электромагнитным автоматическим регулятором возбуждения сильного действия.

но по отклонению напряжения, изменению частоты и по производным. Соединенные параллельно эквивалентные звенья отображают измерительную часть, а включенное с ними последовательно звено — усилительно-исполнительную часть АРВ СД. В регуляторах можно выделить и логическую часть, которая координирует воз-

действие сигналов на усилители регулятора и выполняет ряд логических операций по реализации алгоритма управления возбуждением.

На рис. 7.28 показана в обобщенном виде функциональная схема регулятора. Измерительную часть можно представить несколькими измерительными органами регулятора, вырабатывающими сигналы в соответствии с алгоритмом автоматического регулирования возбуждения сильного действия, а именно измерительными органами: напряжения $ИОН$, изменения частоты $ИОИЧ$, тока ротора $ИОТР$ и реактивного тока $ИОРТ$ генератора. В измерительную часть входит устройство изменения предписанного напряжения (уставки) $УИУН$ и суммирующий операционный усилитель A . Измерительные органы состоят из соответствующих функциональных элементов. Сигналы измерительных органов представляя собой изменяющиеся токи на входах суммирующего усилителя A , пропорциональные обозначенным на схеме величинам.

Логическую часть $ЛЧ$ регулятора образуют релейно-контактные или интегральные логические элементы. Усилительно-исполнительная часть $УИЧ$ состоит из двух исполнительных реверсивных усилителей $A1$ и $A2$. Выходные напряжения $U_{рег,р}$, $U_{рег,ф}$ усилителей воздействуют на схемы управления $СУ_p$ и $СУ_ф$ соответственно рабочим и форсировочным выпрямителями тиристорного возбудителя. На схеме показаны цепь жесткой отрицательной обратной связи $ЖОС$ и устройство ограничения форсировки возбуждения $УОФ$ генератора.

Электромагнитный и полупроводниковый аналоговые АРВ СД существенно различаются не только элементной базой, но и принципами формирования сигналов и способами реализации измерительных органов. В полупроводниковом и особенно в цифровых АРВ СД используются новые способы формирования и обработки сигналов, обеспечивающие повышение эффективности автоматического регулирования возбуждения сильного действия.

Аналоговые регуляторы

Электромагнитный регулятор выполнен на диодных элементах, пассивных дифференцирующих звеньях, магнитных усилителях и поляризованных реле. Регулятор функционирует на основе формирования непрерывных

сигналов путем выпрямления напряжения и токов нагрузки генератора и питания тиристорного возбудителя с выделением постоянных составляющих посредством частотных фильтров. Поэтому измерительные органы регулятора обладают определенной инерционностью действия. Для снижения постоянных времени в измерительных органах применяются наименее инерционные частотные фильтры компенсационного типа (на схеме рис. 7.28 не указаны) и высокочастотные магнитные усилители с самонасыщением и источником питания повышенной частоты (450 Гц).

Измерительный орган напряжения ИОН (рис. 7.29,а) выполнен на трехфазной мостовой стабилитронной схеме сравнения абсолютного значения напряжения $\dot{U}_{\text{вх}} = n_{\text{т}}(U_{\text{г}} - jI_{\text{г}}X_{\text{т}})$ [см. (7.18)] с предписанным (заданным) значением, пропорциональным напряжению $U_{\text{ст}}$ стабилитронов [10]. Предписанное напряжение устанавливается изменением коэффициента трансформации $n_{\text{т}}$ поворотного трансформатора (потенциала-регулятора), который входит в устройство уставки (УИУН).

На рис. 7.29, в показаны две характеристики измерительного органа напряжения $U_{\Delta U} = f(U_{\text{вх}})$ при двух предписанных значениях $U_{\text{г, пр. 1}}$, $U_{\text{г, пр. 2}}$ напряжения генератора. Для обеспечения напряжения $U_{\Delta U}$, необходимого для форсировки возбуждения при глубоких

снижениях напряжения генератора, схема сравнения подключается (через диод VD на рис. 7.29,а) к источнику питания регулятора. Указанному режиму соответствует горизонтальный участок характеристик.

Напряжение $U_{\Delta U}$ обуславливает соответствующий ток $I_{\Delta U}$ управления суммирующим магнитным усилителем. Ток управления $I_{\text{У}}$, пропорциональный производной напряжения, формируется дифференцирующей RC -цепью с малой постоянной времени — дифференциатором DI .

В измерительный орган напряжения входит элемент токовой компенсации (резисторы $R_{\text{ст}}$, вторичные измерительные трансформаторы тока $TIA1$, $TIA2$) падения напряжения на сопротивлении $X_{\text{т}}$ трансформатора (см. рис. 7.2), рассмотренный ниже (см. § 8.2).

Измерительный орган изменения частоты (ИОИЧ) выполнен на диодной схеме сравнения абсолютных значений токов I_1 , I_2 , являющихся разными функциями частоты (рис. 7.29,б). Преобразование изменений частоты в изменения абсолютных значений токов осуществляется резонансными контурами $LR1-C1$, $LR2-C2$ с разными резонансными частотами ($f_{0,1} = 45$ Гц, $f_{0,2} = 55$ Гц). Независимость токов от амплитуды напряжения генератора обеспечивается стабилизацией напряжения на входах резонансных контуров стабилитронами VD . Схема сравнения выполнена с магнитным вычитанием выпрямленных токов $I_{0,1}$, $I_{0,2}$, являющихся токами управления магнитным усилителем AL . На рис. 7.29,г показана характеристика измерительного органа.

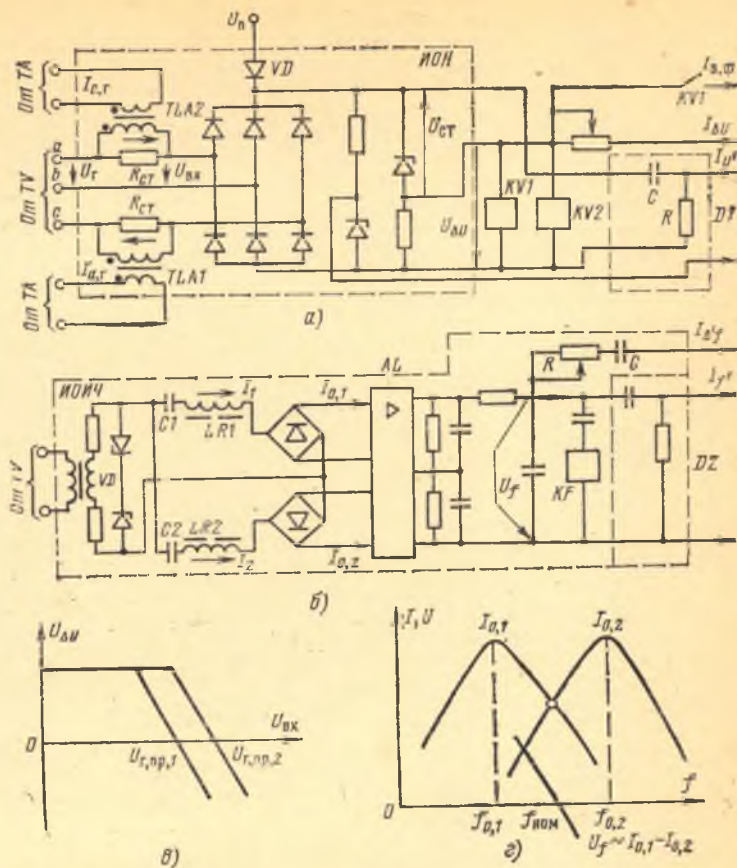


Рис 7.29. Схемы и характеристики измерительных органов.
а, в — напряжения; б, г — изменения частоты.

Формирование сигналов по изменению частоты (ток $I_{\Delta f}$) и по производной частоты (ток I_{df}) производится цепью RC с большой постоянной времени (реальным дифференцирующим звеном) и близким к идеальному звеном-дифференциатором $D2$ соответственно.

Измерительные органы напряжения и изменения частоты имеют релейно-контактные выходы (реле напряжения KV и реле скорости изменения частоты KF). Минимальное реле напряжения $KV1$ производит форсировку возбуждения генератора путем перевода суммирующего магнитного усилителя AL относительно большим током управления $I_{в.ф}$ в режим наибольшего выходного тока вне зависимости от других токов управления, в особенности тока $I_{U_{\phi}}$, пропор-

ционального производной напряжения. При восстановлении напряжения после отключения к. з., когда необходима форсировка возбуждения, производная напряжения отрицательна и ток I_V мог бы действовать на развозбуждение генератора, что недопустимо. Указанным способом преимущественного воздействия на магнитный усилитель тока $I_{в,ф}$ выполняется логическая операция ЗАПРЕТ прохождения сигнала по производной. Форсировка возбуждения прекращается с выдержкой времени, превышающей время существования отрицательного тока.

Максимальное реле $KV2$ совместно с реле скорости изменения частоты KF выполняет логическую операцию ЗАПРЕТ прохождения сигнала по изменению и производной частоты и функции защиты генератора от повышения напряжения.

Измерительный орган тока ротора ИОТР формирует сигнал по производной тока возбуждения генератора (ток $I_{I,в}$) управления

магнитным усилителем (см. рис. 7.28) и ряд соответствующих сигналов автоматического управления возбуждением, а именно: сигналы на ограничение на двукратном уровне тока ротора при форсировке возбуждения (ток $\Delta I_{в,ф}$) и на разгрузку генератора при перегрузке током ротора или реактивным током статора (ток, пропорциональный $\int \Delta I_{в,ном}^2 dt$), сигнал по отклонению тока ротора при выбеге генераторов атомных электростанций (ток $\Delta I_{в,х}$).

Ограничение форсировки возбуждения осуществляется максимальным реле тока измерительного органа с током срабатывания, соответствующем двукратному номинальному току ротора. Реле тока включает устройство УОФ ограничения напряжения $U_{рег,ф}$ на выходе исполнительного магнитного усилителя $A2$ (см. рис. 7.28), которое содержит стабилизированный ограничитель напряжения на уровне, при котором угол включения тириستоров $\alpha_{ф}$ форсировочного выпрямителя возбудителя соответствует двукратному номинальному току ротора генератора.

Сигнал на разгрузку генератора вырабатывается с выдержкой времени, зависящей от степени перегрузки. Сигнал формируется путем сравнения напряжения на выходе интегрирующего магнитного усилителя, пропорционального величине

$$A_{\tau} = \int_0^{\tau} \left(\frac{I_{в}^2}{I_{в,ном}^2} - 1 \right) dt \sim \int_0^{\tau} \Delta I_{в,ном}^2 dt,$$

с некоторым напряжением, пропорциональным величине $A = \text{const}$. Равенство напряжений означает, что при токе ротора $I_{в} > I_{в,ном}$ за время τ перегрузки ротор генератора нагревается до предельно допустимой температуры и появляется сигнал на разгрузку.

Ток, условно обозначенный как $\int \Delta I_{в,ном}^2$, через логическую часть регулятора ЛЧ (см. рис. 7.28) поступает на суммирующий магнитный усилитель A и на устройство изменения уставки регулятора УИУН. Таким образом, производится быстродействующее статическое регулирование по отклонению тока ротора от номинального и медленное астатическое путем изменения уставки регулятора до значения, при котором ток ротора и реактивный ток статора снижаются до номинальных значений — перегрузка гене-

ратора устраняется. Поэтому взаимодействующая совокупность ИОТР с соответствующими логическими элементами в литературе [30] называется ограничителем перегрузки генератора.

Технологические особенности собственных нужд атомных электростанций обуславливают необходимость снижения напряжения генератора после его отключения и срабатывания стопорного клапана турбины пропорционально числу оборотов генератора при его выбеге. Такое снижение напряжения достигается автоматическим регулированием возбуждения по отклонению тока ротора. Сигнал по отклонению тока ротора формируется схемой сравнения тока ротора с предписанным значением и воздействует на суммирующий магнитный усилитель (ток $\Delta I_{в,х}$) только в указанном режиме выбега. Поэтому сигнал проходит через логическую часть регулятора (см. рис. 7.28).

Измерительный орган реактивного тока (ИОРТ) предусмотрен в регуляторе в связи с тем, что синхронные генераторы современных мощных тепловых и гидроэлектростанций, связанные с электроэнергетической системой длинными линиями высокого и сверхвысокого напряжений, генерирующими значительную реактивную мощность, в режимах минимальных нагрузок электропередач работают с недовозбуждением в режиме потребления реактивной мощности. Допустимая потребляемая реактивная мощность генератора ограничивается статической и динамической устойчивостью и нагревом лобовых частей обмоток из-за возрастания потоков рассеяния. Возможные режимы генератора при недовозбуждении по условию устойчивости определяются областью, ограниченной осями координат P_r , Q_r и графиком 2 (см. рис. 7.2,з).

Допустимая реактивная мощность — Q_r в режиме недовозбуждения зависит от активной нагрузки P_r генератора. В соответствии с векторной диаграммой неявнополюсного генератора (см. рис. 7.2,б)

$$\operatorname{tg} \delta_r = \frac{P_r}{\frac{U_r^2}{X_d} + Q_r}$$

или

$$Q_r = -\frac{U_r^2}{X_d} + P_r \operatorname{ctg} \delta_r = -Q_{п, \max} + P_r \operatorname{ctg} \delta_r, \quad (7.21)$$

где $Q_{п, \max}$ — наибольшая потребляемая реактивная мощность при $P_r=0$ и полном развозбуждении генератора.

Выражение (7.21) после деления на U_r приводится к виду:

$$I_{г, р} - I_{г, а} \operatorname{ctg} \delta_r = -\frac{1}{X_d} U_r, \quad (7.21a)$$

где $I_{г, р}$, $I_{г, а}$ — реактивный и активный токи генератора.

При $\delta_r = \text{const}$ выражение (7.21a) представляет собой уравнение прямой, проходящей через точки, соответствующие граничным режимам при $I_{г, а} \sim P_r=0$, $I_{г, р} \sim Q_r=0$ (см. рис. 7.3,з), и спрямляющей кривую 2, ограничивающую возможные режимы генератора по активной и реактивной мощностям (см. рис. 7.30,а).

Измерительный орган реактивного тока ИОРТ (см. рис. 7.28) формирует сигнал на ограничение минимального возбуждения генератора. В специальной литературе [30] он называется ограни-

чителем минимального возбуждения. Согласно (7.21а) в измерительном органе производится сравнение абсолютных значений двух напряжений, пропорциональных $U_{0,1} \sim U_r$ (выпрямитель $VS1$, рис. 7.30, а) и $U_{0,2} \sim (I_{r,p} - I_{r,a} \operatorname{ctg} \delta_r)$. Напряжение $U_{0,2}$ является выходным напряжением диодной схемы сравнения абсолютных значений (выпрямители $VS2, VS3$) напряжений $U_I = k_1 \dot{U}_r + k_2 I_r$ и $\dot{U}_{II} = k_1 \dot{U}_r - k_2 I_r$. При таком формировании сравниваемых величин $\dot{U}_I$ и $\dot{U}_{II}$ напряжение на выходе схемы сравнения абсолютных значений, как известно [9], является функцией угла φ сдвига между

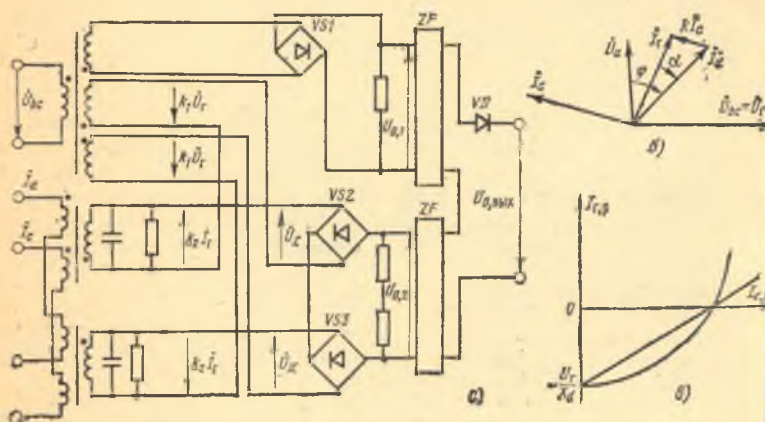


Рис. 7.30. Ограничитель минимального возбуждения.

а — схема измерительной части; б — векторная диаграмма цепей тока; в — характеристика ограничения потребляемой генератором реактивной мощности.

напряжением $\dot{U}_r$ и током I_r . При несоизмеримых абсолютных значениях напряжений $|k_1 \dot{U}_r| \gg |k_2 I_r|$ и минимум (с размерностью сопротивления) коэффициенте $k_2 = jk_2$ напряжение $U_{0,2} \sim |\dot{U}_I| - |\dot{U}_{II}|$ пропорционально реактивному току $I_{r,p}$ генератора. Указанному повороту вектора тока на угол $\pi/2$ эквивалентно использование в измерительном органе междофазного напряжения $\dot{U}_r \sim \dot{U}_{bc}$ и тока I_a фазы А.

Пропорциональность напряжения $U_{0,2}$ левой части выражения (7.21а) обеспечивается использованием суммы токов $I_r = I_a + k I_c$ (рис. 7.30, б), где $k < 1$. При этом

$$U_{0,2} \sim I_r \sin(\varphi - \alpha) \sim I_{r,p} \cos \alpha - I_{r,a} \sin \alpha \sim I_{r,p} - I_{r,a} \operatorname{tg} \alpha,$$

где $\operatorname{tg} \alpha = \operatorname{ctg} \delta_r = \operatorname{const}$.

Выходное напряжение измерительного органа при показанных на схеме условных положительных направлениях $U_{0, \text{вых}} = -U_{0,2} - U_{0,1}$ положительно, если $U_{0,2}$ отрицательно (режим потребления реактивной мощности) и если потребляемая мощность превышает допустимую. Пропорциональный $U_{0, \text{вых}}$ ток управления магнитным суммирующим усилителем обуславливает возрастание тока ротора генератора, т. е. снижение потребляемой реактивной

мощности. При потребляемой мощности меньше допустимой $U_{0,2} < U_{0,1}$, а при генерируемой мощности $U_{0,2}$ положительно. При этом выходное напряжение отрицательно и не воздействует благодаря диоду VD на магнитный усилитель регулятора.

Полупроводниковый регулятор. Измерительная часть аналогового полупроводникового автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ СДП) [30] выполнена на интегральных операционных усилителях. Они используются как активные дифференциаторы и сумматоры для формирования сигналов соответственно алгоритму (7.19а) автоматического регулирования возбуждения сильного действия. Логическая часть регулятора выполнена на интегральных логических элементах.

Основные проблемы технической реализации АРВ СДП — повышение быстродействия измерительных органов напряжения ИОН и изменения частоты ИОИЧ (см. рис. 7.28) — обусловили переход на новые способы формирования сигналов по отклонению напряжения ΔU_r и изменению частоты вращения $\Delta'f$ (производной внутреннего угла δ_r) синхронного генератора. Быстродействующее преобразование трехфазного напряжения синхронного генератора в пропорциональное постоянное напряжение производится на основе фиксирования и запоминания амплитудных значений напряжений трех фаз путем заряда и перезаряда запоминающих конденсаторов. Запоминающие конденсаторы $C1, C2$ измерительного преобразователя $UV1$ (рис. 7.31,а) подключаются к напряжению u_a фазы A транзисторными ключами $K1, K2$ на время $\tau_n \approx 0,4$ мс [30] при переходе u_a через положительное и отрицательное амплитудные значения соответственно и заряжаются за указанное время до $U_C = U_m$ (рис. 7.31,б). Открывание транзисторов ключей $K1, K2$ производится импульсами токов $i_{B,1}, i_{B,2}$, сформированными схемой $СИ$, выполненной на основе одновибраторов S , управляемых от дифференцирующего усилителя $AD1$ синусоидального напряжения генератора u_a . Импульсы $i_{B,1}, i_{B,2}$ токов формируются в момент перехода через нуль мгновенного значения напряжения u'_a на выходе $AD1$. Напряжения u_C и напряжения запоминающих конденсаторов измерительных преобразователей $UV2, UV3$ фаз B и C поступают на высокоомные ($R_{вх} = 3$ МОм) входы суммирующего операционного усилителя A . Сумма напряжений запоминающих конденсаторов сравнива-

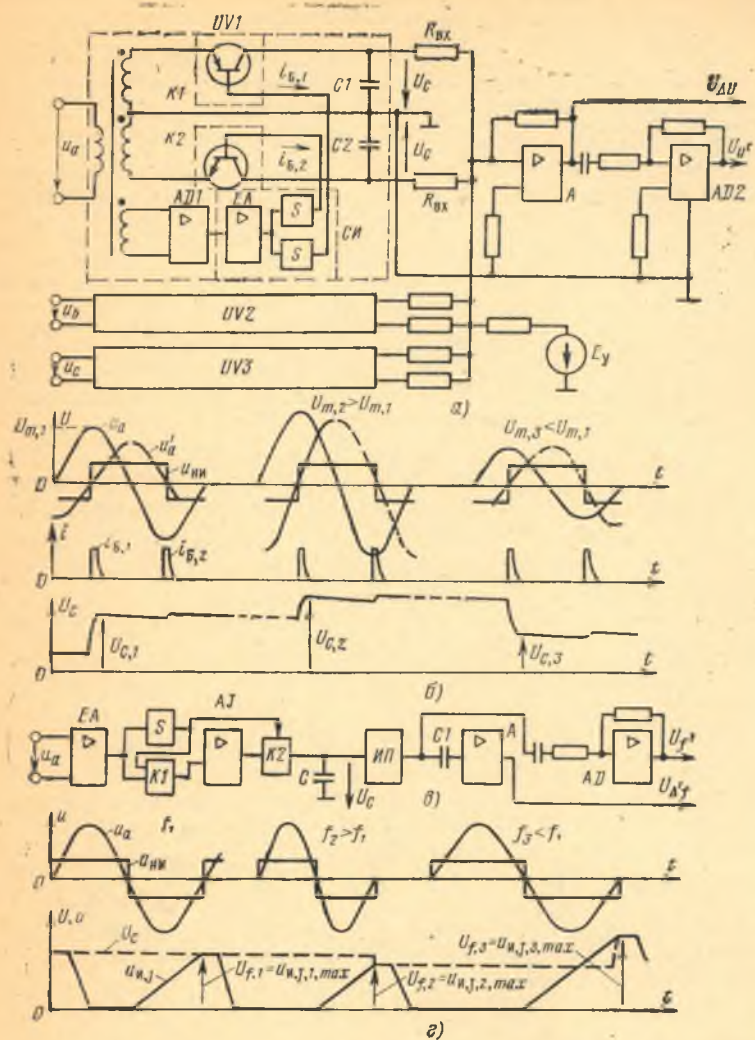


Рис. 7.31. Структурные схемы и графики измерительных органов полупроводникового аналогового регулятора возбуждения сильного действия.

а, б — напряжения; в, г — изменения частоты.

ется с напряжением (ЭДС E_y) уставки, пропорциональным предписанному $U_{г,пр}$ напряжению генератора, которое должен поддерживать автоматический регулятор. Выходное напряжение $U_{\Delta U}$ суммирующего операционного усилителя пропорционально отклонению напряжения генератора от предписанного значения ΔU_g . Как видно из графиков рис. 7.31,б, напряжения U_c практически не содержат гармонических составляющих. При изменениях амплитуды напряжения генератора напряжения U_c изменяются ($U_{c,1}—U_{c,2}$) через интервалы времени $T/6$ (при трехфазной двухполупериодной схеме). Получающаяся дискретность изменения напряжений U_c отображает дискретно-непрерывную форму сигнала в виде синусоидального напряжения с изменяющейся амплитудой: амплитуда однофазного напряжения может фиксироваться только дважды за период в определенные моменты времени.

Таким образом, сигнал в виде $U_{\Delta U}$ формируется практически безынерционно, что очень важно для эффективности автоматического регулирования возбуждения сильного действия. Практическое отсутствие помех в виде гармонических составляющих напряжения $U_{\Delta U}$ и при менение активного дифференциатора на операционном усилителе $AD2$ обеспечивает быстрое и качественное формирование сигнала $U_{U'}$ по производной напряжения синхронного генератора.

Формирование напряжений $U_{\Delta f}$ и $U_{f'}$, пропорциональных изменению и производной частоты, производится путем преобразования длительности полупериода напряжения генератора в указанное напряжение. Нуль-индикатор EA (рис. 7.31,в) в моменты перехода мгновенного напряжения u_a через нулевое значение включает (через одновибратор S и транзисторный ключ $K1$) интегрирующий операционный усилитель AJ . В течение, например, отрицательного полупериода u_a происходит нарастание напряжения $u_{и,1}$ на выходе AJ до $u_{и,1,max}=U_{f,1}$ (рис. 7.31,г), пропорционального длительности полупериода. В следующий момент времени перехода мгновенным напряжением u_a через нулевое значение нуль-индикатор отключает интегрирующий усилитель и включает (через одновибратор S и транзисторный ключ $K2$) на время около 0,5 мс запоминающий конденсатор C , ко-

торый заряжается до напряжения $U_c = U_{f,1}$. В течение положительного полупериода u_a происходит подготовка интегрирующего усилителя к новому циклу интегрирования в следующий отрицательный полупериод (снижение напряжения $u_{и,1}$ на его выходе). Если частота меняется, то напряжение на выходе AJ в конце следующего отрицательного полупериода будет другим $u_{и,1,2, \max}$ или $u_{и,1,3, \max}$ (рис. 7.31,а), соответственно изменится и напряжение $U_{f,2}$, $U_{f,3}$ на запоминающем конденсаторе C . К конденсатору C подключается истоковый повторитель $ИП$ с очень высоким входным сопротивлением, поэтому напряжение на нем сохраняется практически неизменным в течение положительного полупериода u_a .

Конденсатор $C1$ на выходе $ИП$ пропускает ток, пропорциональный только изменению напряжения U_f , т. е. напряжению $U_{\Delta f}$, отображающему изменение частоты. Напряжение U_f' , пропорциональное производной частоты, формируется дифференцирующим усилителем AD .

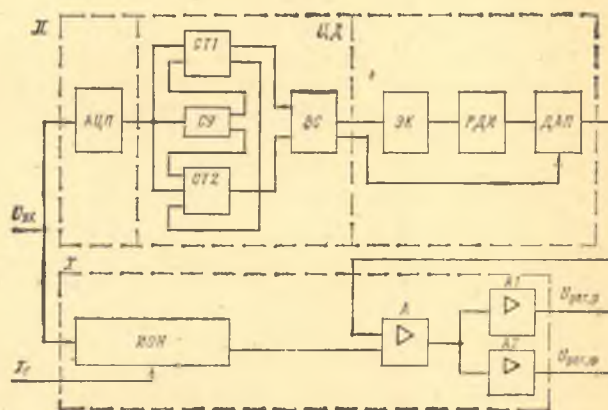
В общем структурная схема регулятора аналогична схеме электромагнитного регулятора (см. рис. 7.28). Общий суммирующий усилитель измерительной части — интегральный операционный. Исполнительные усилители регулятора транзисторные.

Цифровые регуляторы

Цифровыми называются автоматические регуляторы, выполняемые с использованием элементов цифровой вычислительной техники. В таких регуляторах реализуются способы переработки информации в цифровых формах ее представления. Переход к цифровым методам переработки информации позволяет повысить быстродействие регуляторов, расширяет возможность осуществления комплексного автоматического управления турбо- и гидрогенераторами и возможности построения самонастраивающихся автоматических систем управления.

Известны [31] две разновидности цифровых регуляторов возбуждения синхронных генераторов: цифровые и аналого-цифровые. Цифровые регуляторы выполняются на больших интегральных схемах — микропроцессорах. В регуляторах осуществляется преобразование изменений амплитуд напряжений трех фаз генератора и частоты в двоичные цифровые сигналы. В цифровом

В аналого-цифровых регуляторах формирование сигнала об отклонении напряжения и соответствующего



регулирующего воздействия осуществляется аналоговыми элементами, а стабилизирующего воздействия по производным напряжения и частоты и изменению частоты — цифровыми элементами.

В процессе исследований и разработки аналого-цифровых регуляторов возбуждения выявились возможности «сжатия» информации на основе использования обобщенного, а именно амплитудно-частотного, информационного параметра. Это позволило совместить операции дифференцирования амплитуды и частоты напряжения генератора в одном цифровом операционном преобразователе.

Аналого-цифровой регулятор состоит из аналоговой части *I* (рис. 7.32) формирования регулирующего воздействия по отклонению напряжения и цифровой части *II* формирования стабилизирующего воздействия по из-

менению и производной обобщенного информационного параметра.

В аналоговую часть входят измерительный орган напряжения *ИОН*, выполняемый на стабилитронной схеме сравнения, аналогичной схеме *ИОН* электромагнитного регулятора ВЭИ (см. рис. 7.29,а), операционные усилители *A* и исполнительные транзисторные усилители постоянного тока *A1* и *A2*, воздействующие на схемы управления рабочим и форсировочным выпрямителями тиристорного возбuditеля.

Цифровая часть содержит аналого-цифровой преобразователь *АЦП* обобщенного амплитудно-частотного параметра в число-импульсный сигнал, цифровой дифференциатор *ЦД*, элемент автоматического самоконтроля *ЭК* нормального функционирования дифференциатора, расширитель длительности импульсов дифференциатора *РДИ* и дискретно-аналоговый преобразователь *ДАП* импульсного сигнала в аналоговое стабилизирующее воздействие.

Графики рис. 7.33,а, в иллюстрируют действие *АЦП* регулятора. Изменения амплитуды и частоты напряжения генератора сначала преобразуются в изменение длительности τ_u , τ_f прямоугольного импульса напряжения. Преобразование амплитуды производится путем сравнения абсолютных мгновенных значений напряжения $u_{вх} = U_m \sin \omega t$ с некоторым постоянным напряжением U_0 . Равенство $|u_{вх}| = U_0$ наступает через промежуток времени (рис. 7.33,а)

$$\tau_u = \frac{T}{2} \left(1 - \frac{2}{\pi} \arcsin \frac{U_0}{U_m} \right).$$

Время τ_u является нелинейной функцией амплитуды напряжения и зависит от частоты, поскольку $\tau_f = 1/2f$.

Измерительный преобразователь с резонансным *LRC*-контуром (рис. 7.33,б) усиливает зависимость τ_f от частоты. При номинальной промышленной частоте $f_{ном} = 50$ Гц, равной частоте настройки контура, напряжение u_c на конденсаторе опережает по фазе напряжение $u_{вх}$ на угол $\pi/2$. При снижении частоты $f_1 < f_{ном}$ угол сдвига фаз увеличивается, а при повышении частоты $f_2 > f_{ном}$ — уменьшается. Соответственно длительность импульса увеличивается ($\tau_{f,1} > \tau_f$) и уменьшается ($\tau_{f,2} < \tau_f$) (рис. 7.33,в). Поэтому длительность импульса τ и используется как амплитудно-частотный обобщенный пара-

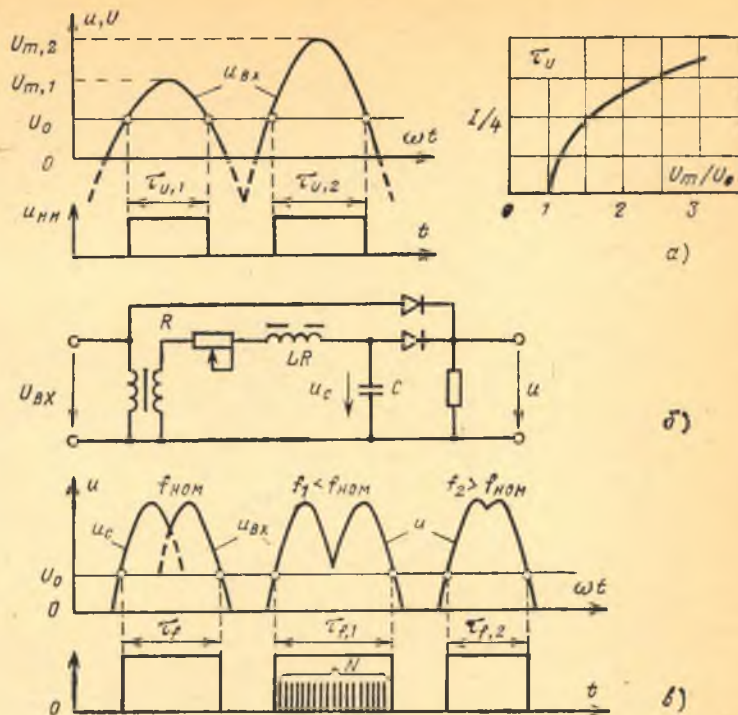


Рис. 7.33. Графики, иллюстрирующие аналого-цифровое преобразование обобщенного информационного параметра.

метр. При малых приращениях амплитуды и частоты, например при снижении амплитуды напряжения и повышении частоты, допустимо полагать, что

$$-\Delta\tau = k_U \Delta U_m + k_f \Delta f,$$

где k_U , k_f — так называемые весовые коэффициенты. Изменяя добротность $Q = \frac{2\pi f_{\text{ном}} L}{R}$ контура резистором R , можно изменять весовой коэффициент k_f обобщенного параметра.

Прямоугольный импульс формируется нуль-индикатором EA (рис. 7.34,а), релейное действие которого происходит в момент наступления равенства напряжения u на выходе измерительного преобразователя UVF и напряжения U_0 , сравниваемых элементом сравнения $ЭС$.

Цифровой дифференциатор производит операцию вычисления разности значений обобщенного параметра τ_i в текущем i -м и τ_{i-1} в предшествующем $(i-1)$ -м циклах работы регулятора. Для этого необходимо запоминание значения τ_{i-1} . Дифференциатор содержит два счетчика

Рис. 7.34. Структурные схемы.
а — аналого-цифрового преобразователя; б — элемента сравнения.

274

Δt , отражающему уменьшение амплитуды напряжения или повышение частоты, ставится в соответствие положительный знак полученного импульса напряжения $U_{\Delta t}$. Знак фиксируется триггером 3. Импульсный сигнал поступает в схему автоматического самоконтроля, а потенциальный сигнал о знаке проходит в дискретно-аналоговый преобразователь.

Схема (элемент) самоконтроля ЭК (см. рис. 7.32) предотвращает неправильное действие регулятора при выходе из строя цифрового дифференциатора. При этом в работе остается только аналоговая часть регулятора и он функционирует как пропорциональный. Расширитель длительности импульсов РДИ необходим, поскольку ширина импульсов дифференциатора несоизмеримо меньше длительности цикла $T=20$ мс работы регулятора и исчисляется единицами микросекунд. При такой длительности практически невозможно преобразование импульсного сигнала в аналоговый дискретно-аналоговым преобразователем ДАП, который осуществляет формирование стабилизирующего воздействия в виде напряжения постоянного тока, значение и знак которого определяются производной амплитудно-частотного обобщенного параметра.

Операционные усилители А формируют воздействие по изменению амплитудно-частотного параметра и производят суммирование всех сигналов в аналоговой форме.

Микропроцессорные регуляторы, как указывалось, разрабатываются в ВЭИ имени В. И. Ленина и в СЭИ. Автоматический регулятор ВЭИ выполнен на микропроцессорном наборе серии К580, образующем микро-ЭВМ [32].

Регулятор состоит из центрального процессора ЦП (рис. 7.35), устройства ввода аналоговых сигналов и вывода аналоговых регулирующих РВ и стабилизирующих СВ воздействий УВСВ и арифметического расширителя АР. Центральный процессор содержит микропроцессор МП, оперативное ОЗУ и постоянное ПЗУ запоминающие устройства, программируемый элемент времени (таймер) Т, контроллер прерываний КП, последовательный И_{пос} и параллельные И_{пар} линии связи (интерфейсы) с ЭВМ верхнего уровня, пультом управления ПУ и устройствами автоматики УА.

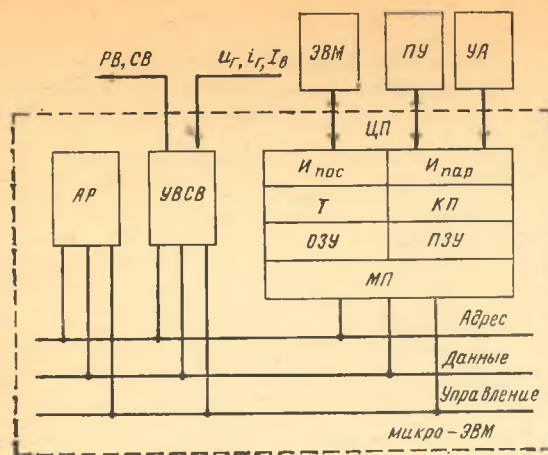


Рис. 7.35. Структурная схема микропроцессорного регулятора.

Устройство ввода сигналов в виде изменяющихся по амплитуде, фазе и частоте напряжений и токов от измерительных трансформаторов содержит аналого-цифровой преобразователь. В цифровые коды преобразуются амплитуда, длительность периода напряжения u_r и мгновенные значения тока генератора i_r в моменты времени прохождения напряжением генератора через нулевое (реактивная составляющая) и амплитудное (активная составляющая) значения. В цифровую форму преобразуется и среднее значение тока ротора I_v . Дальнейшая обработка информации производится в цифровом виде.

По полученным данным микро-ЭВМ рассчитывает регулирующее и стабилизирующее воздействия. Устройство ввода и вывода УВССВ содержит цифро-аналоговый преобразователь цифровых воздействий в изменяющиеся напряжения, воздействующие на схемы управления тиристорным возбудителем.

Функционирование регулятора обеспечивается рабочими и исполнительными программами на языке ассемблера.

Микропроцессорные регуляторы разрабатываются как элементы автоматизированной системы управления «Энергия», поэтому характеризуются новыми функциями, в особенности свойством самонастройки (регулятор СЭИ) и возможностями обмена информацией с ЭВМ верхнего уровня иерархической системы управления.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

8.1. ЗАДАЧИ И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Основными задачами автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности являются:

обеспечение оптимального режима по напряжению и реактивной мощности производства, передачи и распределения электроэнергии;

обеспечение качества электроэнергии у потребителей.

Оптимальный режим по напряжению и реактивной мощности определяется условием минимума суммарных потерь электроэнергии. Потери происходят главным образом при передаче (транспортировке) электроэнергии. Минимум потерь достигается при оптимальных уровнях напряжения в узловых точках электроэнергетической системы и соответствующем потокораспределении реактивных мощностей по линиям электропередачи.

В отношении решения указанных основных задач автоматического регулирования и критериев оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности электрические сети могут разделяться на питающие и распределительные [28]. Назначение первых — транспортировка электроэнергии. Оптимизацию режима по напряжению и реактивной мощности питающих сетей целесообразно производить именно по минимуму потерь при передаче электроэнергии.

Режим по напряжению и реактивной мощности распределительных сетей связан с выполнением главным образом второй из указанных задач — обеспечением одного из показателей качества электроэнергии у потребителей — уровня напряжения. Согласно ГОСТ 13109-67 относительное отклонение напряжения на приемниках электроэнергии допускается в пределах $\Delta U_* = \pm 0,05$. В частных случаях на зажимах осветительных установок допускаются отклонения $\Delta U_* = -0,025 \div -0,05$, а на зажимах электродвигателей $\Delta U_* = -0,05 \div -0,1$. В послеаварийных режимах дополнительное понижение напряжения не должно превышать $\Delta U_{*,д} = 0,05$. Поэтому оптимальность режима по напряжению и реактивной мощ-

ности в распределительных сетях определяется требованием обеспечения указанных уровней напряжения у электроприемников при минимуме потерь в сетях.

Практически оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности осуществляется путем планирования и поддержания соответствующих уровней напряжения в заранее выбранных контрольных узлах, определяемых на основе решения комплексной задачи оптимизации электрических режимов и в наиболее полной мере характеризующих качество напряжения в соответствующих частях распределительных сетей [28].

Комплексная оптимизация режима по активной и реактивной мощностям и уровням напряжения в контролируемых узлах реализуема только на основе использования цифровых ЭВМ автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется: автоматическим регулированием возбуждения синхронных генераторов электростанций; регулированием возбуждения синхронных компенсаторов и электродвигателей; регулированием мощности управляемых статических источников реактивной мощности; автоматическим регулированием коэффициентов трансформации трансформаторов.

Синхронные машины, управляемые источники реактивной мощности и трансформаторы с устройствами изменения их коэффициентов трансформации являются регулируемыми объектами.

Схема на рис. 8.1 иллюстрирует роль названных регулируемых объектов. Автоматическим регулированием возбуждения синхронных генераторов G определяются напряжения U_n в начале электропередачи и их реактивные мощности Q_n , необходимые для передачи активных мощностей P_n электростанций в систему C . При данном напряжении U_c и активной мощности $P_{пс}$, передаваемой на подстанцию, напряжение $U_{п,в}$ на шинах высшего напряжения зависит от реактивной мощности $Q_{пс}$, определяемой мощностями $Q_{с,к}$ синхронного компенсатора GC и коэффициентами трансформации трансформатора T и линейного регулируемого автотрансформатора TL .

Для обеспечения номинального напряжения U_n у потребителя (на зажимах синхронных и асинхронных электродвигателей) вне зависимости от случайных изменений потребляемой активной P_n и реактивной Q_n мощностей

необходимо автоматическое регулирование возбуждения синхронных двигателей M или реактивной мощности статических управляемых источников GVA , в частности, конденсаторных батарей CB (регулирование напряжения у приемников электроэнергии).

Все рассмотренные регулируемые объекты оснащаются автоматическими регуляторами напряжения и реактивной мощности: синхронные машины — регуляторами возбуждения, трансформаторы — регуляторами коэффициентов трансформации, статические источники — регу-

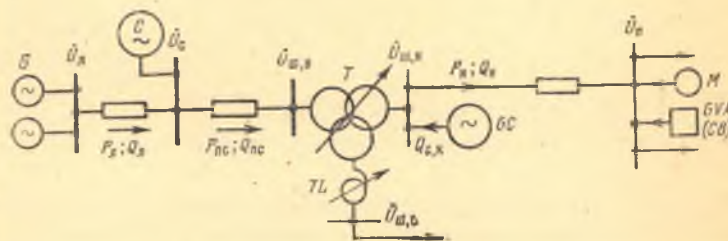


Рис. 8.1. Схема, иллюстрирующая способы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, и регулируемые объекты.

ляторами реактивной мощности. Автоматические регуляторы настраиваются на наиболее вероятный режим работы соответствующей части электроэнергетической системы. Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности достигается путем централизованной корректировки уставок и алгоритмов функционирования регуляторов на основе специальных расчетов, проводимых ЭВМ АСДУ, по непрерывно поступающим данным о режиме работы электроэнергетической системы.

Как указывалось (см. § 7.1), основным назначением автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов является повышение пропускной способности и устойчивости функционирования электропередач. Автоматическим регулированием возбуждения синхронных генераторов поддерживаются заданные напряжения на шинах и реактивная мощность электропередачи. При этом возникает задача распределения реактивной мощности между параллельно работающими синхронными генераторами электростанций.

Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности питающих и распределительных сетей в основном осуществляется посредством автоматического регулирования реактивной мощности синхронных компенсаторов (в будущем и мощных статических управляемых источников реактивной мощности ИРМ).

Автоматическое регулирование напряжения $U_{\text{п}}$ приемников электроэнергии изменением возбуждения синхронных двигателей и реактивной мощности ИРМ и конденсаторных батарей является местным регулированием во внутренней части систем электроснабжения промышленных предприятий и поэтому ниже не рассматривается.

8.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Условия и способы распределения реактивной нагрузки электростанции между синхронными генераторами

Два основных требования к автоматическим системам регулирования возбуждения синхронных генераторов, а именно: поддержание на заданном, в общем случае изменяющемся по графику уровне напряжения на шинах электростанции и обеспечение распределения реактивной нагрузки электростанции между параллельно работающими синхронными генераторами — по существу противоречивы.

В соответствии с первым требованием необходима астатическая, а со вторым — статическая внешняя характеристика регулируемого синхронного генератора. Действительно, распределение реактивной мощности Q_{Σ} между двумя блоками генератор—трансформатор в схеме на рис. 8.2,а обеспечивается только при снижении напряжения $U_{\text{ш}}$ на шинах электростанции с увеличением реактивной нагрузки. Предполагая астатическое регулирование напряжения на зажимах генераторов $U_{\text{г},1} = U_{\text{г},2} = U_{\text{г}} = \text{const}$ и отсутствие активной нагрузки, можно записать:

$$U_{\text{ш}} = U_{\text{г}} - I_{\text{г},\text{р},1} X_{\text{т},1} = U_{\text{г}} - I_{\text{г},\text{р},2} X_{\text{т},2}, \quad (8.1)$$

или

$$\frac{I_{\text{г},\text{р},1}}{I_{\text{г},\text{р},2}} = \frac{X_{\text{т},2}}{X_{\text{т},1}}. \quad (8.2)$$

Реактивные токи синхронных генераторов согласно (8.2) определяются отношением сопротивлений трансформаторов.

В схеме (рис. 8.2,б) непосредственной параллельной работы синхронных генераторов при предположенном астатическом регулировании напряжения $U_{\Gamma} = U_{\text{ш}}$ рас-

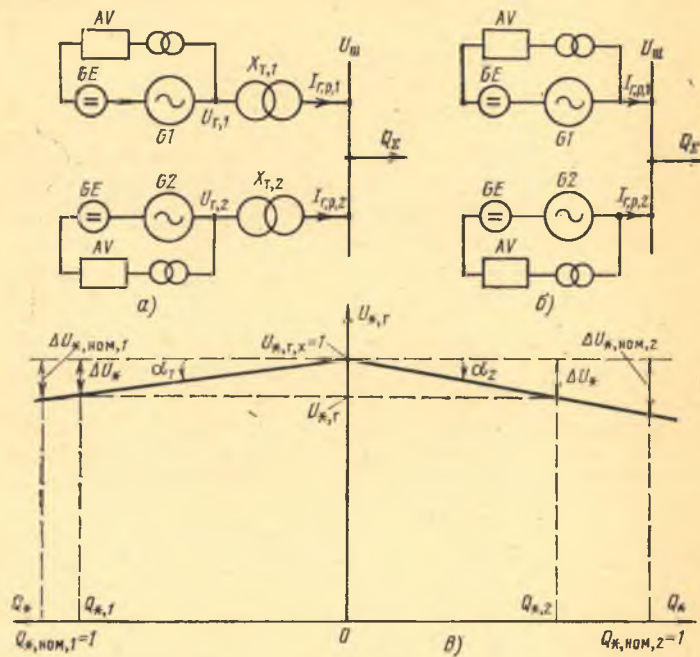


Рис. 8.2. Схемы параллельной работы.

а — блок генератор — трансформатор; б — синхронных генераторов; в — графики, иллюстрирующие распределение реактивной мощности между генераторами.

пределение реактивной нагрузки Q_{Σ} между ними не обеспечивается, поскольку отношение (8.2) становится неопределенным

$$I_{\Gamma,p,1}/I_{\Gamma,p,2}=0/0.$$

Таким образом, автоматическое регулирование напряжения $U_{\text{ш}}$ на шинах электростанции (за трансформаторами при блочной схеме или на шинах генераторного напряжения) должно быть статическим. Графики на

рис. 8.2,в иллюстрируют однозначность распределения реактивной нагрузки между двумя синхронными генераторами при статических характеристиках.

Относительное снижение напряжения ΔU_* (от напряжения холостого хода $U_{*,г,х}$) при возрастании реактивной мощности генератора определяет коэффициент $k_{ст}$ статизма. При допущении о линейности внешней характеристики (рис. 8.2,в)

$$k_{ст} = \Delta U_{*, ном} = \frac{\Delta U_{*, ном}}{U_{*, г, х}} = \frac{\Delta U_{*, ном}}{Q_{*, ном}} = \operatorname{tg} \alpha. \quad (8.3)$$

Реактивная нагрузка обратно пропорциональна коэффициенту статизма внешней характеристики регулируемого синхронного генератора. Согласно рис. 8.2,в

$$\left. \begin{aligned} Q_{*, 1} &= \frac{\Delta U_*}{k_{ст, 1}}; \quad Q_{*, 2} = \frac{\Delta U_*}{k_{ст, 2}}; \\ Q_{*, 1} / Q_{*, 2} &= k_{ст, 2} / k_{ст, 1}. \end{aligned} \right\} \quad (8.4)$$

Соотношения (8.4) справедливы при любом количестве n параллельно работающих генераторов. Реактивная нагрузка i -го генератора $Q_{*,i} = \Delta U_* / k_{ст,i}$, поэтому суммарная реактивная мощность $Q_{эс}$ электростанции

$$Q_{эс} = \sum_{i=1}^n Q_{*, i} = \Delta U_* \left(\frac{1}{k_{ст1}} + \dots + \frac{1}{k_{ст, i}} + \dots + \frac{1}{k_{ст, n}} \right). \quad (8.5)$$

Долевое участие i -го генератора в покрытии реактивной нагрузки электростанции с учетом (8.4) и (8.5)

$$\beta_i = \frac{Q_{*, i}}{Q_{*, эс}} = \frac{1}{k_{ст, i} \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_{ст, i}}}. \quad (8.6)$$

Реактивная мощность Q_i синхронного генератора

$$Q_i = \beta_i Q_{эс} = Q_{эс} \frac{k_{ст, эс}}{k_{ст, i}},$$

где $k_{ст,эс}$ — коэффициент статизма характеристики $U_{ш} = f(Q_{эс})$.

Согласно (8.6)

$$k_{ст, сс} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_{ст, i}}}. \quad (8.7)$$

Однако при статическом регулировании не обеспечивается первое требование к автоматической системе регулирования возбуждения. Одновременное удовлетворение двух указанных противоречивых требований достигается при групповом автоматическом управлении возбуждением одним из двух способов:

автоматическим изменением в зависимости от реактивной нагрузки предписанных значений напряжения (уставок) статических регуляторов возбуждения;

разделением функций между двумя автоматическими устройствами: центральным автоматическим регулятором напряжения (ЦАРН) и устройством распределения реактивной нагрузки (УРРН).

При реализации первого способа для обеспечения требуемой точности распределения реактивной нагрузки обычно необходимо увеличение статизма характеристики по сравнению с собственным статизмом, обусловленным статическим регулятором возбуждения, и возможность изменения коэффициента статизма. Установка необходимого статизма производится путем ввода в измерительный орган напряжения сигнала по возмущающему воздействию — реактивному току генератора. Для этого в измерительном органе предусматривается элемент (устройство) установки статизма внешней характеристики регулируемого синхронного генератора.

Элементы установки статизма

Действие элемента установки статизма иллюстрируется схемой и графиками на рис. 8.3, а, б. Входное напряжение измерительного органа автоматического регулятора возбуждения АВ равно:

$$U_{вх} = |U_r + I_{г,р} j X_{ст}| = U_r + I_{г,р} X_{ст}. \quad (8.8)$$

Статический регулятор с коэффициентом статизма $k_{ст,рег}$ подддерживает напряжение $U_{вх} = U_{вх,пр} (1 - k_{ст,рег} I_{*,г,р})$,

где $U_{вх,пр}$ — предписанное напряжение (уставка регулятора).

Напряжение $U_{вх,пр}$ равно напряжению генератора при холостом ходе $U_{вх,пр} = U_{г,х}$, поэтому

$$U_{вх} = U_{г,х} (1 - k_{ст,рег} I_{*,г,р}) = U_{г,х} \left(1 - k_{ст,рег} \frac{I_{г,р}}{I_{г,р,ном}} \right). \quad (8.9)$$

Приравнявая (8.8) и (8.9), можно записать, что

$$U_r = U_{r,x} \left[1 - \frac{I_{r,p}}{I_{r,p,ном}} \left(k_{ст,рег} + \frac{X_{ст} I_{r,p,ном}}{U_{r,x}} \right) \right] = \\ = U_{r,x} [1 - (k_{ст,рег} + k_{ст,д}) I_{*,r,p}] = U_{r,x} (1 - k_{ст} I_{*,r,p}), \quad (8.10)$$

где $k_{ст,д}$ — добавочный коэффициент статизма,

$$k_{ст,д} = \frac{X_{ст} I_{r,p,ном}}{U_{r,x}}; \\ k_{ст} = k_{ст,рег} + k_{ст,д}. \quad (8.11)$$

Изменяя сопротивление реактора $X_{ст}$ согласно (8.10) и (8.11), можно устанавливать необходимый статизм $k_{ст}$ внешней характеристики 1 или 2 (рис. 8.3,б) регулируемого генератора.

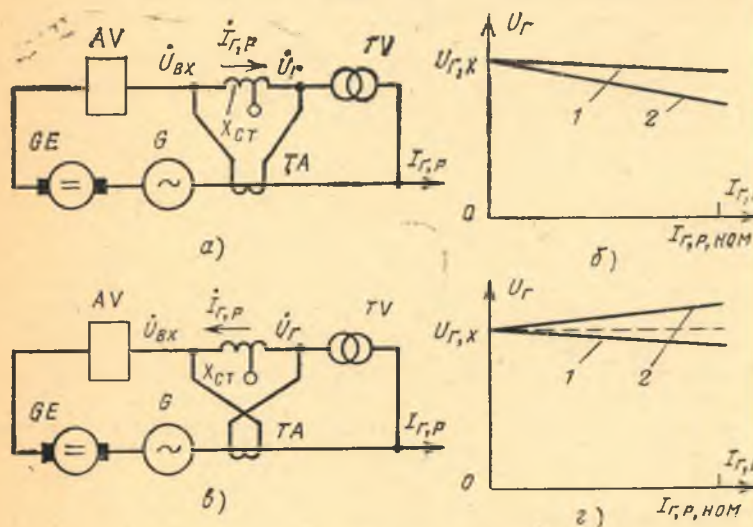


Рис. 8.3. Принципиальные схемы токовой стабилизации (а) и токовой компенсации (в); внешние характеристики синхронных генераторов с положительным (б) и отрицательным (г) статизмом.

При изменении направления тока в реакторе (рис. 8.3,в) добавочный коэффициент статизма становится отрицательным, поскольку аналогично (8.8)

$$U_{вх} = U_r - I_{r,p} X_{ст}. \quad (8.12)$$

Статизм $k_{ст}$ характеристики генератора согласно (8.11) уменьшается (1 на рис. 8.3,г), при $|-k_{ст,д}| = k_{ст,рег}$ характеристика получается астатической (показана пунктиром), а при $|-k_{ст,д}| > k_{ст,рег}$ напряжение U_r с увеличением реактивной нагрузки воз-

растает, т. е. внешняя характеристика регулируемого генератора имеет отрицательный статизм (характеристика 2). Такая характеристика используется для частичной компенсации падения напряжения в сопротивлении трансформатора блока генератор — трансформатор (см. рис. 8.2,а) или для встречного регулирования напряжения. Поэтому элемент установки статизма часто называется блоком компаундирования измерительного органа напряжения [30], элементом токовой компенсации [36] или встречного регулирования. При положительном $k_{ст,д}$ он называется также элементом токовой стабилизации [35].

На рис. 8.4,а приведена схема трехфазного элемента установки статизма электромагнитных корректоров напряжения компаундированных генераторов и электромагнитного регулятора напряжения синхронных генераторов с диодно-электромагнитным возбудителем. В качестве сопротивления $X_{ст}$ используется сопротивление взаимной индукции $X_M = X_{ст}$ трансреактора ТАВ, а изменение статизма производится переменным установочным трехфазным резистором $R_{у,ст}$. При реактивном сопротивлении $X_{ст}$ действие элемента установки статизма обеспечивается при сочетании напряжений U_r и токов I_r одноименных фаз. В зависимости от полярности вторичных обмоток трансреакторов напряжение на входе измерительного органа напряжения, например фазы А, определяется аналогично (8.8) и (8.12)

$$\dot{U}_{вх} = \dot{U}_r \pm \dot{E}_{тр} = \dot{U}_r \pm I_r j X_M = \dot{U}_r \pm I_{r,р} X_M \pm j I_{r,а} X_M. \quad (8.13)$$

Модуль вектора $\dot{U}_{вх}$ в основном зависит от реактивного тока

$$U_{вх} = \sqrt{(\dot{U}_r \pm I_{r,р} X_M)^2 + (I_{r,а} X_M)^2}. \quad (8.14)$$

Векторная диаграмма на рис. 8.4,б для фазы А иллюстрирует действие схемы. Диаграмма построена в предположении, что токи в первичных обмотках трансреакторов совпадают по фазе с вторичными токами $I_{а,г}$, $I_{б,г}$, $I_{с,г}$ генератора и при полярности обмоток трансреакторов, обеспечивающих положительный добавочный статизм, т. е. стабилизацию распределения реактивных нагрузок. Напряжение $U_{вх}$ повышается, поэтому регулятор снижает возбуждение и напряжение генератора.

Вторым характерным примером является элемент установки отрицательного добавочного статизма, применяемый в унифицированном АРВ СД для частичной компенсации падения напряжения в трансформаторах блоков (рис. 8.4,в). Он состоит из двух резисторов $R_{ст}$, включенных через промежуточные трансформаторы тока T_{LA1} и T_{LA2} в цепи токов $I_{а,г}$ и $I_{с,г}$ фаз А и С генератора. Поэтому падения напряжения на них геометрически суммируются с междофазными напряжениями $U_{аб,г}$ и $U_{бс,г}$ генератора соответственно. При таком сочетании обеспечивается зависимость входного напряжения $U_{вх}$ в основном от реактивного тока генератора.

Векторная диаграмма рис. 8.4,г иллюстрирует действие элемента установки статизма. При показанных на схеме полярностях обмоток промежуточных трансформаторов тока и условных положительных направлениях токов входные напряжения измерительного органа равны:

$$\dot{U}_{аб, вх} = \dot{U}_{аб, г} - I_{с, г} R_{ст}; \quad \dot{U}_{бс, вх} = \dot{U}_{бс, г} - I_{а, г} R_{ст}.$$

Модули междофазных напряжений на входе измерительного органа с увеличением реактивного тока генератора уменьшаются, поэтому регулятор увеличивает возбуждение генератора; напряжение генератора повышается, характеристика $2 U_r = f(I_{r,p})$ (см.

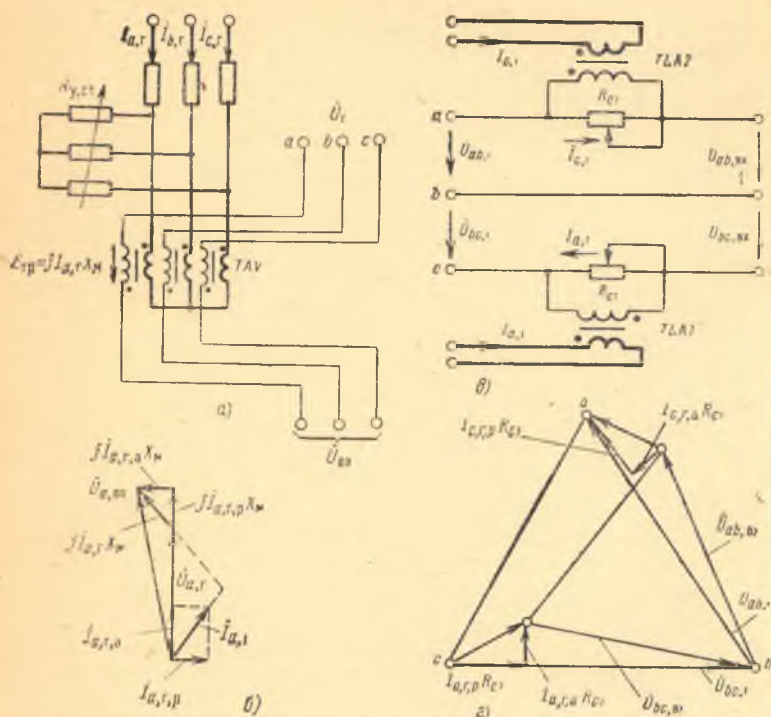


Рис. 8.4. Схемы и векторные диаграммы устройств изменения статизма внешней характеристики генератора.

а, б — электромагнитных регуляторов (корректоров) напряжения; а, г — автоматического регулятора возбуждения сильного действия.

рис. 8.3,г) имеет отрицательный статизм. При этом степень снижения напряжения на шинах блочной электростанции (см. рис. 8.2,а) $U_{ш} = f(I_{r,p})$ уменьшается.

Существуют и другие схемы выполнения элементов установки статизма. Ниже (см. рис. 8.15,а, г) приведена схема элемента установки отрицательного статизма, обеспечивающего встречное регулирование напряжения на шинах трансформаторной подстанции.

8.3. УСТРОЙСТВА ГРУППОВОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ВОЗБУЖДЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРОВ

Способы осуществления

На рис. 8.5,а приведена схема, поясняющая осуществление первого способа группового автоматического управления возбуждением параллельно работающих синхронных генераторов. Распределение реактивной нагрузки электростанции между генераторами обеспечивается

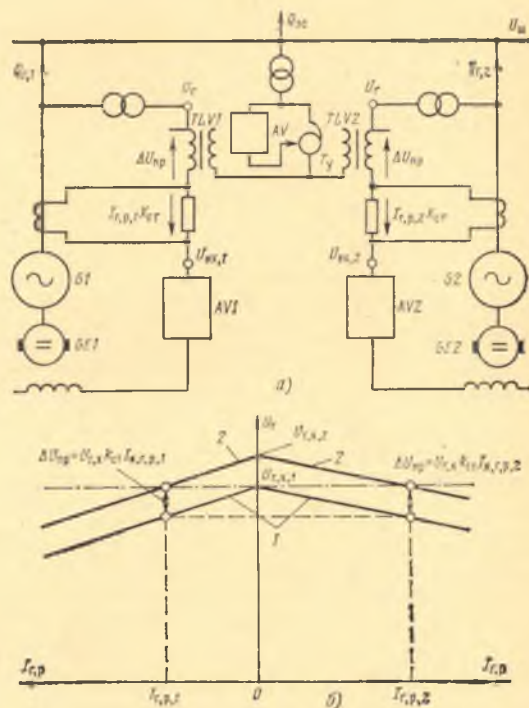


Рис. 8.5. Схема и графики, иллюстрирующие способ группового управления возбуждением синхронных генераторов.
а — схема; б — графики.

за счет статизма внешних характеристик генераторов, изменяемого при необходимости перераспределения реактивной нагрузки переменным резистором установки статизма.

По мере роста реактивной нагрузки электростанции напряжение U_{Γ} на шинах снижается (рис. 8.5,б, характеристики 1). Для восстановления напряжения характеристики смещаются вверх (характеристики 2). Смещение характеристик достигается соответствующим увеличением уставок автоматических регуляторов от $U_{\Gamma,x,1}$ до $U_{\Gamma,x,2}$. Одновременное изменение уставок производится центральным установочным автотрансформатором T_y при помощи промежуточных трансформаторов напряжения TLV , включенных во входные цепи измерительных органов каждого из регуляторов так, что добавочное напряжение $\Delta U_{\text{пр}}$ вычитается из суммы напряжений правой части (8.8). Поэтому

$$U_{\text{вх}} = U_{\Gamma} + I_{\Gamma,p} X_{\text{ст}} - \Delta U_{\text{пр}},$$

а напряжения генераторов с учетом (8.10) изменяются по уравнению

$$U_{\Gamma} = U_{\Gamma,x} (1 - k_{\text{ст}} I_{*,\Gamma,p}) + \Delta U_{\text{пр}}. \quad (8.15)$$

При условии $\Delta U_{\text{пр}} = U_{\Gamma,x} k_{\text{ст}} I_{*,\Gamma,p}$ напряжения U_{Γ} генераторов при изменении реактивной нагрузки электростанции остаются неизменными, равными $U_{\Gamma,x}$. Поэтому если коэффициент трансформации T_y изменять автоматически при помощи одного (центрального) астатического регулятора AV (рис. 8.5,а), то можно поддерживать как неизменное напряжение на шинах электростанции, так и постоянство распределения реактивной нагрузки между синхронными генераторами.

На центральный автоматический регулятор напряжения и возлагается функция поддержания напряжения на шинах электростанции на заданном уровне при втором способе группового автоматического управления возбуждением. При этом индивидуальные регуляторы напряжения на синхронных генераторах не устанавливаются. Например, при компаундированных генераторах используются только исполнительные (магнитные) усилители AL электромагнитных корректоров напряжения, управляемые от центрального измерительного органа напряжения — центрального регулятора AV (рис. 8.6,а). Таким образом, при изменении напряжения на шинах электростанции одновременно изменяется возбуждение всех генераторов.

Распределение реактивной нагрузки электростанции между синхронными генераторами производится отдельным устройством $УРРН$.

Регулирующее воздействие $I_{\text{рег}}$ на возбудитель генератора представляет собой сумму двух воздействий: $I_{\text{рег}, \Delta U}$, пропорционального отклонению напряжения генератора от предписанного значения, и $I_{\text{рег}, \Delta Q}$, пропорционального разности предписанной $Q_{\text{г,пр}}$ и истинной $Q_{\text{г}}$ реактивных мощностей. При $Q_{\text{г}} = Q_{\text{г,пр}}$ автоматическая система работает только по отклонению напряжения, а при $Q_{\text{г}} \neq Q_{\text{г,пр}}$ — по отклонению как напряжения, так и реактивной мощности.

Известны различные способы осуществления устройств распределения реактивной нагрузки [34] — на основе сопоставления предписанной и истинной реактивных нагрузок, т. е. по замкнутой схеме; путем задания реактивной нагрузки каждому генератору без измерения действительной нагрузки (по разомкнутой схеме) и различные способы уравнивания реактивных нагрузок однотипных и даже разнотипных синхронных генераторов. Первый способ не нашел распространения из-за аппаратной сложности устройств, а второй — из-за недостаточной точности распределения реактивной нагрузки.

Уравнивание реактивных мощностей однотипных генераторов с различной активной нагрузкой, в том числе и при работе некоторых из них в режиме синхронного компенсатора, вполне допустимо по условию экономичности распределения реактивной нагрузки станции, поскольку дополнительные потери активной мощности при равномерном распределении реактивной весьма малы. Не оправдывают усложнения устройств группового управления возбуждением и дополнительные потери активной

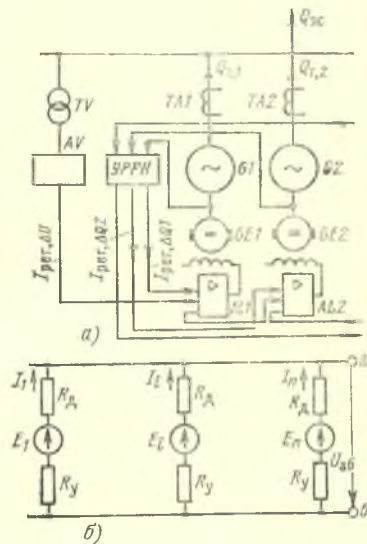


Рис. 8.6. Уравнивание реактивных нагрузок синхронных генераторов.

а — схема устройства уравнивания; б — схема, иллюстрирующая способ уравнивания.

мощности при равномерной нагрузке реактивной мощностью разнотипных синхронных генераторов. Поэтому современные УРРН осуществляются как автоматические устройства уравнивания реактивных нагрузок. При этом в качестве электрических величин, пропорциональных реактивной мощности, используются напряжение или ток ротора генератора.

При осуществлении УРРН путем уравнивания реактивных нагрузок обычно используются свойства электрических схем в виде многолучевой звезды с источниками ЭДС или в виде многоугольника с источниками токов [34]. Поскольку делитель напряжения ротора или трансформатор постоянного тока ротора работает в режимах, близких к источникам ЭДС, практически применяется схема многолучевой звезды. Каждая ветвь схемы (рис. 8.6,б) состоит из последовательно соединенных обмотки управления исполнительным магнитным усилителем AL с сопротивлением R_y и источника ЭДС E_i с внутренним сопротивлением R_d (например, делителя напряжения ротора генератора).

Напряжение U_{ab} схемы, равное при одинаковых проводимостях ветвей $Y=1/R_y+R_d$

$$U_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i Y}{\sum_{i=1}^n Y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_i, \quad (8.16)$$

моделирует заданную реактивную мощность одного генератора

$$U_{ab} \sim \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{r,i} = Q_{r,i,пр} = \frac{Q_{эс}}{n}. \quad (8.17)$$

Электродвижущая сила E_i моделирует истинную реактивную мощность генератора $E_i \sim Q_{r,i}$. Ток I_i в ветви схемы $I_i = (E_i - U_{ab})Y$ пропорционален разности истинной и предписанной реактивных мощностей и представляет собой регулирующее воздействие

$$I_i = I_{пер, \Delta Qi} \sim \left(Q_{r,i} - \frac{Q_{эс}}{n} \right). \quad (8.18)$$

Таким образом, при нарушении равномерного распределения реактивной нагрузки Q_{ac} электростанции между n параллельно работающими генераторами на входах исполнительных усилителей AL системы управления возбуждением возникают токи, изменяющие возбуждение генераторов до тех пор, пока их реактивные нагрузки не станут одинаковыми.

Выполнение автоматических устройств группового управления возбуждением

В зависимости от типа возбудителя и автоматического регулятора возбуждения устройства группового управления возбуждением можно разделить на два вида, содержащих: статический центральный регулятор напряжения и статическое устройство уравнивания реактивных нагрузок; астатический центральный регулятор напряжения и астатическое устройство уравнивания реактивных нагрузок.

Автоматическое устройство первого вида применяется при генераторах с электромашинными возбудителями и регуляторами возбуждения пропорционального действия. Устройство второго вида разработано в ВЭИ имени В. И. Ленина для синхронных генераторов с тиристорными возбудителями и регуляторами возбуждения сильного действия.

Примером статического устройства является групповое регулирование возбуждения синхронных генераторов, оборудованных фазовым управляемым компаундированием типа РВА-62 (см. § 7.3). Особенность схемы в отличие от показанной на рис. 8.6,а состоит в том, что сохраняются цепи линейных токов $I_{0,л}$ измерительных органов корректоров напряжения каждого синхронного генератора. Нелинейный ток $I_{0,нл}$ формируется центральным нелинейным элементом, общим для всех корректоров, выполняющим совместно с линейными элементами корректоров роль центрального регулятора напряжения AV . Напряжение, поддерживаемое на шинах электростанции, устанавливается центральным установочным автотрансформатором.

Магнитные усилители корректоров дополнены обмотками управления, которые включаются в цепи многолучевой звезды устройства распределения реактивной на-

грузки УРРН. Напряжение на шинах электростанции поддерживается с точностью, определяемой собственным статизмом корректора напряжения. Статическая погрешность регулирования напряжения составляет около 2%.

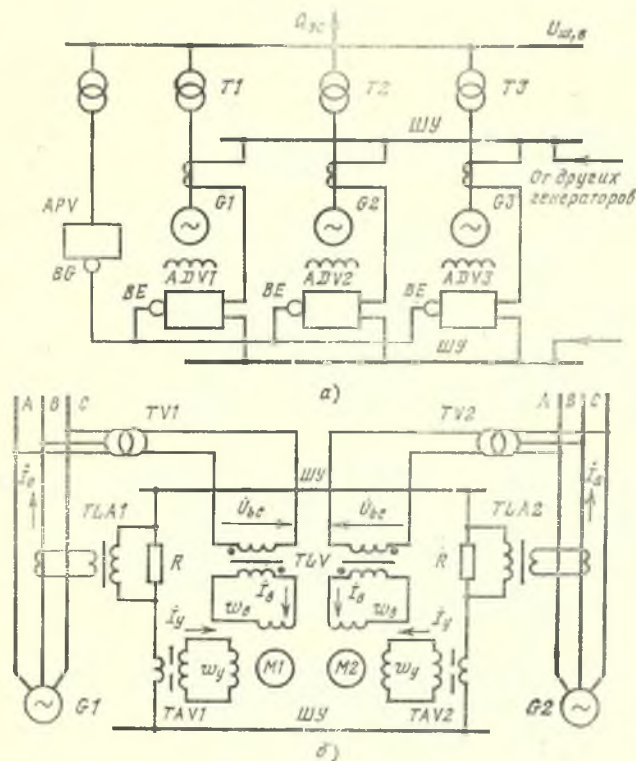


Рис. 8.7. Астатическое групповое управление возбуждением синхронных генераторов с регуляторами возбуждения сильного действия.
а — структурная схема; б — схема уравнивания реактивных нагрузок.

Со статической погрешностью функционирует и устройство уравнивания реактивных нагрузок генераторов.

Достаточно быстродействующие статические устройства группового управления возбуждением практически малопригодны при автоматическом регулировании возбуждения сильного действия. Они влияют на эффектив-

ность автоматического регулирования возбуждения по производным, могут приводить к мгновенным нарушениям режима электростанции при возникновении неисправностей на одном из генераторов, в частности при обрывах в цепях питания измерительного трансформатора постоянного тока ротора, не обеспечивают требуемой точности как поддержания напряжения на шинах блочных электростанций, так и распределения реактивной нагрузки между блоками генератор — трансформатор.

Поэтому разработаны [39] медленно действующие астатические устройства группового управления возбуждением с сохранением индивидуальных регуляторов *ADV* на синхронных генераторах. Структурная схема такого автоматического устройства приведена на рис. 8.7,а. Устройство состоит из астатического центрального регулятора напряжения *APV* пропорционального типа на шинах высшего напряжения $U_{ш,в}$ электростанции (за трансформаторами *T*) и астатического устройства уравнивания реактивных нагрузок на основе схемы многолучевой звезды (шинки уравнивания *ШУ*).

Как известно (см. § 6.5), астатическая система управления получается при вводе в ее внешнюю часть интегрирующего звена. В качестве интегрирующих звеньев *APV* и устройства уравнивания использованы электродвигатели в виде передающего сельсина *BG* центрального регулятора и двухфазного электродвигателя *M* устройства уравнивания нагрузок (рис. 8.7,б). Передающий *BG* и приемные *BE* сельсины индивидуальных регуляторов *ADV* генераторов образуют синхронный вал передачи воздействия от *APV* на устройства изменения уставок *ADV*.

Измерительный орган напряжения *APV* выполнен по схеме, показанной выше на рис. 7.29,а, и позволяет изменять заданное значение напряжения на шинах станции в соответствии с программной информацией от устройств задания графика напряжения, в особенности от управляющей машины. Трехфазный реверсивный магнитный усилитель с самонасыщением с выходом на переменном токе преобразует напряжение постоянного тока $\pm U_{\Delta U}$ на выходе измерительного органа напряжения в трехфазную систему напряжений, изменяющих фазу на угол π при изменении знака напряжения $U_{\Delta U}$. Дифференциальный

сельсин BE вращается в ту или иную сторону до тех пор, пока напряжение $U_{\Delta U}$ не снижается до нуля, т. е. пока напряжение $U_{ш,в}$ после отклонения от предписанного значения не восстанавливается полностью.

Восстановление напряжения обеспечивается изменением возбуждения синхронных генераторов их регуляторами ADV , уставки которых изменяются при вращении сельсинов BE , воздействующих через дифференциальный редуктор на поворотные трансформаторы (потенциал-регуляторы) устройств изменения уставок напряжения $УИУН$ (см. рис. 7.28).

Схема устройства уравнивания реактивных нагрузок показана на рис. 8.7,б. Ветви схемы многолучевой звезды состоят из резисторов R нагрузки промежуточных трансформаторов тока TLA фазы B генераторов и обмоток управления ω_y двухфазных электродвигателей M . Обмотки возбуждения ω_b электродвигателей подключены к напряжениям U_{bc} генератора через промежуточные трансформаторы напряжения TLV . Вращающий момент двухфазного электродвигателя пропорционален синусу угла сдвига фаз между токами в обмотках возбуждения и управления. Поэтому указанное сочетание тока и напряжения с учетом дополнительного опережения по фазе током I_y в цепи управления на угол $\pi/6$ тока фазы B обеспечивает пропорциональность вращающего момента электродвигателя реактивной мощности. Токи I_y и I_b в обмотках при чисто реактивном токе сдвинуты по фазе на угол $\pi/2$, и вращающий момент максимален. При чисто активной мощности генератора токи I_y , I_b совпадают по фазе и вращающий момент равен нулю. Электродвигатель вращается в том или ином направлении до тех пор, пока реактивная составляющая тока в ветви схемы многолучевой звезды не снизится до нуля. Реактивный ток генератора изменяется, поскольку электродвигатель M воздействует на поворотный трансформатор (потенциал-регулятор) устройства изменения уставки регулятора. Таким образом, как регулирование напряжения на шинах электростанции, так и уравнивание реактивных мощностей получается астатическим. Благодаря сохранению индивидуальных АРВ СД обеспечивается полная эффективность пропорционально-дифференциального автоматического регулирования возбуждения.

8.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Особенности регулирования

Синхронный компенсатор является как генератором, так и потребителем реактивной мощности. Напряжение $U'_{ш,н}$ на шинах подстанции, приведенное к стороне высшего напряжения трансформатора T при наличии синхронного компенсатора GC (см. рис. 8.1), генерирующего или потребляющего реактивную мощность $\pm Q_{с,к}$, практически равно:

$$\dot{U}'_{ш,н} \approx U_c - \frac{P_n R + (Q_n - Q_{с,к}) X}{U_{ш,н}} - j \frac{P_n X + (Q_n - Q_{с,к}) R}{U_{ш,н}},$$

или без учета поперечной составляющей падения напряжения на сопротивлениях R и X линии ($Z_{л}$) и трансформатора T

$$U'_{ш,н} \approx U_c - \frac{P_n R + (Q_n - Q_{с,к}) X}{U_{ш,н}}. \quad (8.19)$$

Меняя значение реактивной мощности $Q_{с,к}$ и режим работы GC , можно как повышать, так и снижать напряжение на шинах подстанции. Режим работы синхронного компенсатора определяется его возбуждением. В соответствии с идеальной U -обратной характеристикой (рис. 8.8,а) при номинальном возбуждении $I_{в,ном}$ синхронный компенсатор генерирует реактивную мощность

$$Q_{с,к,ном} = E_{q,ном} \frac{E_{q,ном} - U_{ш,н}}{X_d},$$

а в режиме холостого хода при $E_q = U_{ш,н}$ мощность $Q_{с,к,х} = 0$; при отсутствии возбуждения $I_v = 0$ синхронный компенсатор потребляет реактивную мощность

$$|-Q_{с,к,0}| = \frac{U_{ш,н}^2}{X_d} \approx 0,5 Q_{с,к,ном}. \quad (8.20)$$

Полное использование компенсатора в режиме потребления реактивной мощности достигается или при граничном отрицательном возбуждении $-I_{в,гр}$, или при

отсутствии возбуждения $I_B=0$ и $\delta \approx \pi/2$, т. е. расположении ротора по поперечной оси, при которых

$$|-Q_{с.к.гр}| = \frac{U_{ш.н}^2}{X_q} \approx Q_{с.к.ном}. \quad (8.21)$$

Граничный режим потребления реактивной мощности определяется условием устойчивости работы синхронного компенсатора (СК) — сохранением синхронизма. Син-

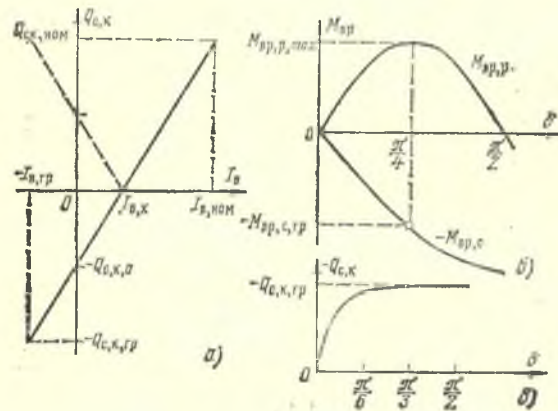


Рис. 8.8. Характеристики синхронного компенсатора.

а — идеальная U-образная характеристика; *б* — зависимость вращающих моментов от положения ротора; *в* — зависимости потребляемой реактивной мощности от угла δ .

хронизирующий вращающий момент СК создается синхронным $M_{вр,с}$ и реактивным (обусловленным явнополюсностью) $M_{вр,р}$ моментами

$$\left. \begin{aligned} M_{вр,с} &\sim \frac{E_d U_{ш}}{X_d} \sin \delta; \\ M_{вр,р} &\sim \frac{U_m^2}{2} \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \sin 2\delta. \end{aligned} \right\} \quad (8.22)$$

В частности, при отсутствии возбуждения СК удерживается в синхронизме только за счет реактивного момента. При отрицательном возбуждении синхронный момент противодействует реактивному и ухудшает устойчивость работы СК. Отрицательное возбуждение уменьшает X_d , снижая эффект явнополюсности.

Граничное значение отрицательной ЭДС $-E_{q,гр}$ можно определить, приравняв нулю производную синхронизирующего момента по углу δ . С учетом (8.22)

$$\frac{d}{d\delta} (M_{вр,с} + M_{вр,р}) \sim \frac{E_{q,гр} U_{ш,н}}{X_d} \cos \delta + \\ + U_{ш,н}^2 \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \cos 2\delta = 0.$$

При $\delta = 0$

$$E_{q,гр} = U_{ш,н} \frac{X_d - X_q}{X_q} = U_{ш,н} \frac{\Delta X}{X_q}. \quad (8.23)$$

При отрицательном возбуждении наибольшая потребляемая реактивная мощность $-Q_{с,к,гр}$ теоретически достигается в граничном режиме при $\delta = 0$. Практически в связи с наличием потерь активной мощности (на вентиляцию, трение) мощность $-Q_{с,к,гр}$ достигается при угле $\delta \approx \pi/6$ (рис. 8.8, в).

В граничном режиме СК выпадает из синхронизма. Согласно (8.22) и графикам на рис. 8.8, б при $\delta = \pi/4$ $-M_{вр,с,гр} = M_{вр,р,мах}$ и при $\delta > \pi/4$ синхронизирующий момент отрицательный. Даже при отсутствии отрицательного возбуждения угол $\delta > \pi/4$ увеличивается, поскольку реактивный момент уменьшается. При $\delta = \pi/2$ сопротивление статора равно X_q и потребляемая мощность достигает наибольшего значения (8.21) при отсутствии возбуждения $I_b = 0$. Но такой режим наиболее неустойчив и возможен только в условиях искусственной устойчивости.

Таким образом, возможны два способа обеспечения потребления синхронным компенсатором максимальной реактивной мощности: режим с отрицательным возбуждением и углом $\delta \approx 0$; режим с нулевым возбуждением при $\delta \approx \pi/2$.

Оба способа осуществляются в условиях искусственной устойчивости работы СК. Первый способ используется при тиристорном возбуждении СК и регулировании возбуждения по производным угла δ . Второй способ нашел применение при электромашинном возбуждении и быстродействующем знакопеременном регулировании возбуждения по отклонению угла $\Delta\delta$. Первый способ обладает тем преимуществом, что СК практически постоянно готов к выдаче максимально возможной реактивной мощности в режиме форсировки возбуждения при

к. з. в энергосистеме. При втором способе получается задержка генерирования максимально возможной реактивной мощности, обусловленная временем уменьшения угла δ от $\pi/2$ до нуля.

Регуляторы возбуждения синхронных компенсаторов

Синхронные компенсаторы имеют или электромашинное возбуждение постоянного тока с подвозбудителем (см. рис. 7.3,б), или тиристорное самовозбуждение (см. рис. 7.3,е). На СК с электромашинным возбуждением ранее использовались автоматические регуляторы в ви-

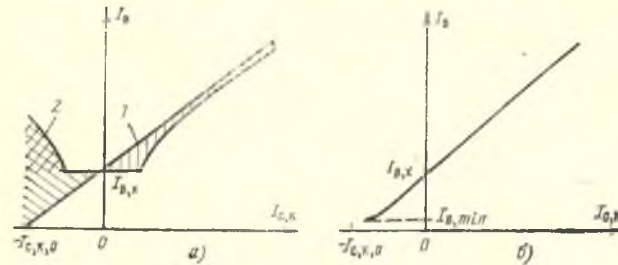


Рис. 8.9. Зависимости тока ротора синхронного компенсатора от реактивной нагрузки.

а — при токовом компаундировании; б — при фазовом компаундировании.

де устройств токового компаундирования с электромагнитным корректором и управляемого фазового компаундирования. Впоследствии в связи с необходимостью полного использования СК в режиме потребления реактивной мощности был разработан полупроводниковый быстродействующий автоматический регулятор знакопеременного возбуждения. На СК с тиристорным возбуждением применяются АРВ СД.

Электромагнитный регулятор на основе токового и фазового компаундирования. Токовое компаундирование принципиально непригодно для регулирования возбуждения СК, который должен переводиться в режим потребления реактивной мощности, поскольку ток компаундирования не зависит от фазы тока статора. Как видно из графиков на рис. 8.9,а, в режиме потребления реактивной мощности, когда необходимо снижение тока ротора $I_r < I_{r,x}$ (прямая 1), происходит его возрастание в соответствии с характеристикой компаундирования $I_r = f(I_{e,k})$ (кривая 2). Поэтому применение токового компаундирования практически возможно только совместно с двухсистемным электромагнитным корректором с достаточно мощной противовключенной его частью.

В режиме потребления реактивной мощности корректор должен компенсировать действие токового компаундирования (область с двойной штриховкой на рис. 8.9,а) и снижать возбуждение СК до нуля для обеспечения потребляемой мощности — $Q_{с,к,0}$, определяемой (8.20).

Фазовое управляемое компаундирование принципиально обеспечивает диапазон изменения реактивной мощности от $-Q_{с,к,0}$ до $Q_{с,к,ном}$, поскольку фаза тока статора СК изменяется при переходе в режим потребления на угол π . Ток фазового компаундирования $I_{к,ф}$ уменьшается при возрастании потребляемого реактивного тока и снижает ток ротора СК (рис. 8.9,б). Однако и фазовое управляемое компаундирование обладает некоторыми недостатками:

не снижает ток ротора до нуля; за счет действия корректора напряжения ток ротора снижается лишь до некоторого значения $I_{в,мин}$, ограничивающего потребляемую реактивную мощность $|-Q_{с,к}| < |-Q_{с,к,0}|$;

не обеспечивает форсировки возбуждения при одном из сочетаний поврежденных фаз при двухфазных к. з. за трансформатором с схемой соединения обмоток Δ/Δ : при включении на разность токов фаз А и С при одном из сочетаний поврежденных фаз при к. з. за трансформатором ток $I_{к,ф}=0$ [6];

может не вывести СК из режима, в котором регулятор как бы отключается, что возможно в режиме потребления, когда токи $I_U=I_I=\text{const}$, а ток $I_{к,ф} \sim I_U - I_I$ (см. рис. 7.7,а) становится равным 0; выйти из такого режима СК практически не может (в отличие от синхронного генератора, нагруженного активным током).

Поэтому для обеспечения диапазона изменения реактивной мощности синхронных компенсаторов от $-Q_{с,к,0}$ до $Q_{с,к,ном}$ разработан электромагнитный регулятор на основе одновременного использования токового и фазового компаундирования.

Автоматический регулятор (рис. 8.10) состоит из фазового (магнитный усилитель с параллельным включением нагрузки $AL1$) и токового ($AL2$) компаундирований, управляемых электромагнитным корректором (измерительный орган напряжения $ИОН1$ и магнитный усилитель с самонасыщением $AL3$), и отдельного электромагнитного корректора ($ИОН2$, $AL4$), воздействующего непосредственно на возбудитель $ГЕ$ синхронного компенсатора $ГС$. Дополнительно регулятор содержит ограничитель перегрузки СК (измерительный орган тока $ИОТ$, $AL5$), включаемый в работу контактами защиты от перегрузки $ЗП$.

Основной частью регулятора является управляемое фазовое компаундирование, выходной ток $I_{0,к,ф}$ которого обеспечивает изменение тока ротора от указанного наименьшего значения в режиме потребления $I_{в,мин}$ до номинального тока $I_{в,ном}$ в режиме генерирования реактивной мощности. Токовое управляемое компаундирование, включенное на ток фазы В, исключает путем изменения тока $I_{0,к,т}$ возможность попадания СК в указанный выше режим, при котором $I_{к,ф}=0$, и обеспечивает форсировку возбуждения при упоминавшемся сочетании поврежденных фаз двухфазного к. з. за трансформатором. В режиме потребления возрастание тока $I_{0,к,т}$ предотвращается током $I_{0,кор,1}$ управления магнитным усилителем $AL2$.

Дополнительный противовключенный корректор напряжения размагничивающим током $I_{0,кор,2}$ компенсирует намагничивающее действие на возбудитель токов $I_{0,к,ф,мин}$ и $I_{0,к,т}$ и может созда-

вать даже некоторое отрицательное возбуждение СК. Суммарный ток регулятора (при одинаковых витках обмоток возбуждения возбудителя) $I_{0, \text{рег. } \Sigma} = I_{0, \text{к. ф.}} + I_{0, \text{к. т.}} - I_{0, \text{кор. 2}}$ обеспечивает диапазон изменения реактивной мощности СК от $-Q_{\text{с. к. 0}}$ до $Q_{\text{с. к. ном.}}$.

При перегрузке СК реактивным током включается ограничитель перегрузки, представляющий собой автоматический регулятор тока, действующий по превышению генерируемым током СК номинального значения. Он ограничивает (током $I_{0, \text{рег. 1}}$) с точностью до статической погрешности регулирования ток ротора на номи-

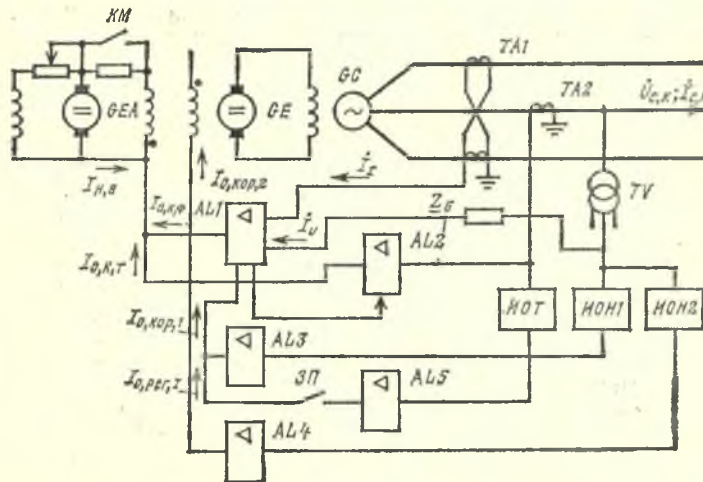


Рис. 8.10. Схема автоматической системы регулирования возбуждения синхронного компенсатора.

нальном уровне $I_{\text{в. ном.}}$. При снижении тока ротора до значения, меньше номинального, ток $I_{0, \text{рег. 1}} = 0$. Выполняется регулятор тока аналогично односистемному электромагнитному корректору напряжения. Регулятор дополняется устройством релейной форсировки возбуждения (контакт КМ в цепи подвозбудителя ГЕА).

Автоматический регулятор знакопеременного возбуждения. Основной особенностью автоматического регулятора, обусловленной задачей обеспечения искусственной устойчивости синхронной работы СК, является высокое быстродействие. Регулятор состоит из полупроводниковых измерительных органов напряжения ИОН, угла ИОУ и тока ИОТ, сумматора А1 и реверсивного тиристорного исполнительного усилителя А2 (рис. 8.11). Измерительный орган тока вступает в действие при возникновении перегрузок генерируемым реактивным током

и обеспечивает работу регулятора по превышению током ротора номинального значения.

При $I_{\text{в}} < I_{\text{в,ном}}$ и в режиме потребления реактивной мощности $|-Q_{\text{с,к}}| < |-Q_{\text{с,к,гр}}|$ регулятор функционирует по отклонению напряжения. Возбуждение возбудителя определяется только током регулятора $I_{0,\text{рег}}$, который для $|-Q_{\text{с,к}}| > |-Q_{\text{с,к,о}}|$ становится отрицательным

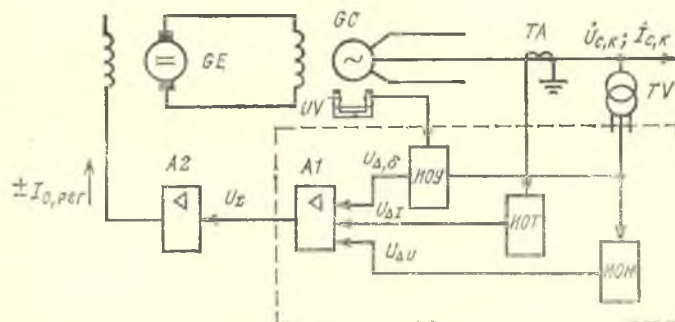


Рис. 8.11. Схема автоматической системы регулирования знакопеременного возбуждения синхронного компенсатора.

в соответствии с характеристикой *ИОН* (рис. 8.12,а). При $-U_{\Delta U, \text{max}}$ наступает граничный режим, потребляемая реактивная мощность достигает наибольшего значения $|-Q_{\text{с,к,гр}}|$ и СК начинает выпадать из синхронизма, угол δ увеличивается.

При $\delta > \pi/4$ вступает в действие измерительный орган угла *ИОУ*, и при $\delta = \pi/3$ положительное напряжение $U_{\Delta\delta}$ становится равным $|-U_{\Delta U, \text{max}}|$ (рис. 8.12, б), а напряжение U_{Σ} на выходе *А1* — равным нулю (рис. 8.12, в). Со-

ответственно снижается до нуля и ток регулятора. Синхронный компенсатор работает при отсутствии возбуждения с углом $\delta = \pi/3$. Потребляемая реактивная мощность согласно графику на рис. 8.8,в практически равна $-Q_{\text{с,к,гр}}$. Дальнейшее нарастание угла δ по мере выпадения СК из синхронизма обуславливает положительное напряжение U_{Σ} и ток $I_{0,\text{рег}}$ (рис. 8.12, в). Благодаря положительному возбуждению выпадение из синхронизма СК прекращается, угол δ уменьшается. Но при $\delta \leq \pi/3$

ток регулятора снижается до нуля и становится отрицательным, что приводит к возрастанию угла δ . Таким образом, благодаря знакопеременному возбуждению СК искусственно удерживается в синхронизме при угле $\delta \approx \pi/3$ и потребляет реактивную мощность $-Q_{с,к,гр}$.

Быстродействие измерительного органа угла обеспечивается принципом его работы. Напряжение $U_{\Delta\delta}$ формируется запоминанием мгновенного значения синусои-

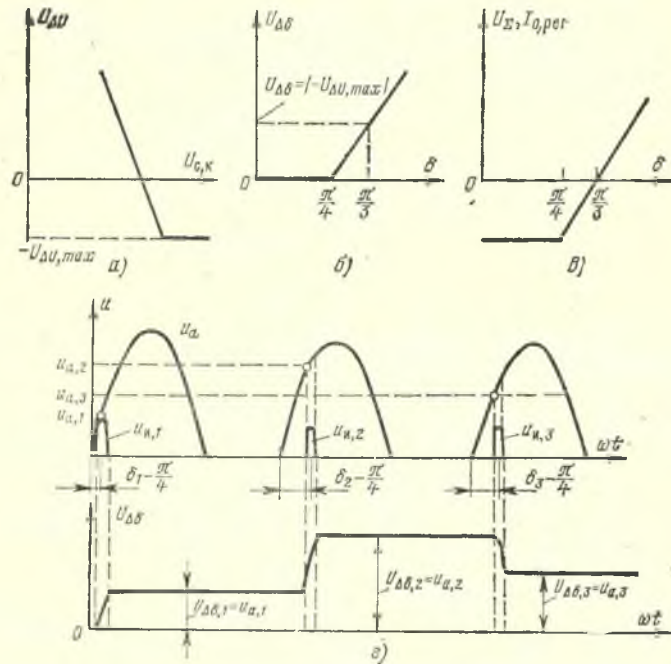


Рис. 8.12. Характеристики измерительных органов.

а — напряжения; б — угла; в — суммарная характеристика измерительной части; г — графики, иллюстрирующие формирование выходного напряжения измерительного органа угла автоматического регулятора знакопеременного возбуждения.

дального напряжения, например, u_a статора путем заряда конденсатора в момент времени появления импульса $u_и$ (рис. 8.12, г) от индукционного измерительного преобразователя UV (рис. 8.11, а). Преобразователь состоит из постоянного магнита с обмоткой, расположенного на статоре синхронного компенсатора у торца вала ротора; на торце вала размещена пластина из магнит-

ного материала, перекрывающая зазор между полюсами постоянного магнита в момент времени, изменяющийся относительно момента перехода через нуль мгновенным значением напряжения с изменением угла δ синхронного компенсатора.

В момент перекрытия зазора между полюсами постоянного магнита в обмотке индуцируется импульс напряжения $u_{\text{и}}$, смещающийся по оси времени при изменении угла δ . Соответственно один раз за период изменяется напряжение $U_{\Delta\delta}$ на запоминающем конденсаторе.

На рис. 8.12,г показаны графики, соответствующие трем значениям угла δ .

Измерительные органы напряжения и тока выполняются на диодных схемах сравнения с двенадцатифазными выпрямителями и поэтому не содержат инерционных фильтров. Оригинальную разработку представляет собой и реверсивный тиристорный исполнительный усилитель А2 регулятора. Последняя модификация регулятора приспособлена и для применения на синхронных генераторах с электромашинным возбуждением.

8.5. ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Современные мощные понижающие трансформаторы оборудуются устройствами переключения ответвлений их обмоток под нагрузкой (УРПН) и должны поставляться заводами совместно с автоматическими регуляторами коэффициента трансформации. Основные особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации обуславливаются дискретностью его изменения при переключении ответвлений обмоток и относительной сложностью и инерционностью процесса переключения.

На рис. 8.13 показаны схемы, соответствующие основным коммутационным операциям переключения одного ответвления устройством с реакторным ограничителем тока замыкания между выводами от двух соседних ответвлений, возникающего в процессе переключения. В установившемся режиме работы — до переключения (рис. 8.13,а) или после переключения (рис. 8.13,б) реактор LR не оказывает влияния на работу трансформатора, по его двум встречно включенным обмоткам проходят одинаковые токи и его реактивное сопротивление равно нулю. Первой операцией процесса переключения является размыкание контакта $KM2$ контакторов в цепях обмоток реактора (рис. 8.13,б). Ток нагрузки проходит по одной обмотке реактора, обладающего определенным сопротивлением. За-

тем происходит изменение положения контакта $П2$ переключателя ответвлений в условиях отсутствия тока, после чего контакт $КМ2$ замыкается. Возникает режим так называемого моста, в котором два ответвления соединены между собой через две согласно включенные обмотки реактора (рис. 8.13,а). Поэтому сопротивление реактора значительно и ограничивает ток I_k в цепи замыкания двух

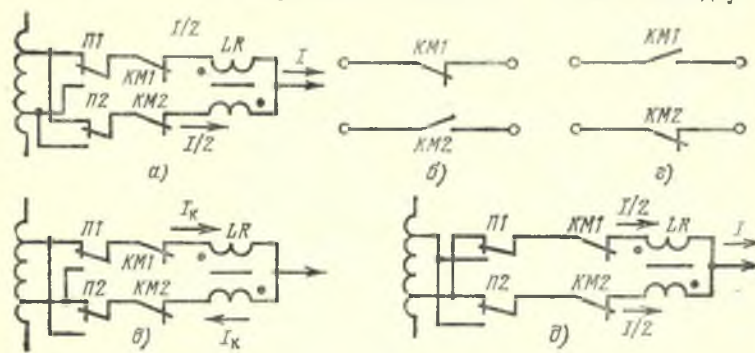


Рис. 8.13. Схемы переключения одного ответвления от обмотки трансформатора с УРПН.

ответвлений. Далее размыкается контакт $КМ1$ (рис. 8.13,в), изменяется положение контакта $П1$ переключателя без разрыва цепи тока и контакт $КМ1$ снова замыкается. Переключающее устройство приводится в движение электродвигателем и поэтому содержит механическое устройство, преобразующее непрерывное вращательное движение в дискретное. В последнее время наряду с УРПН с реакторными ограничителями тока все большее применение находят УРПН с активными токоограничивающими сопротивлениями.

При переключении одного ответвления вторичное напряжение трансформатора изменяется на ступень регулирования $\pm \Delta U_{\text{с.р}} = 1,25 \div 2,5\%$. Дискретно изменяется и напряжение линейного регулируемого автотрансформатора TL (см. рис. 8.1).

Основными особенностями автоматического регулирования коэффициента трансформации являются:

дискретность действия регулятора, нечувствительность к изменениям напряжения, меньшим ступени регулирования и к искажениям формы кривой напряжения гармониками;

действие с относительно большой выдержкой времени для предотвращения переключений при кратковременных изменениях напряжения при пусках и самозапущах электродвигателей, удаленных к. з. и в других случаях;

необходимость встречного (вернее, согласного) регулирования напряжения на шинах подстанции, т. е. регулирования с отрицательным статизмом, что необходимо для поддержания напряжения у потребителя на неизменном уровне при возрастании нагрузки.

Указанные особенности обуславливают соответствующие требования к измерительной части автоматических регуляторов коэффициентов трансформации, а именно:

реагирование на среднее значение выпрямленного напряжения;

релейность действия с зоной нечувствительности измерительного органа напряжения;

высокий (близкий к единице) коэффициент отпущения (возврата) релейных элементов;

необходимость ввода в измерительный орган напряжения сигнала по току нагрузки для установки отрицательного статизма.

Высокий коэффициент возврата необходим для обеспечения возможной точности регулирования путем максимального приближения зоны нечувствительности регулятора к ступени регулирования. На рис. 8.14 показаны номинальное напряжение на шинах $U_{ш,н,ном}$, ступень регулирования $\Delta U_{с,р}$, зона нечувствительности $2\Delta U_{нч}$ и напряжения срабатывания ΔU_c и возврата ΔU_v релейных элементов измерительного органа, обуславливающих действие регулятора на повышение напряжения ($\Delta U_{с,пв}$; $\Delta U_{в,пв}$) и его снижение ($\Delta U_{с,сн}$; $\Delta U_{в,сн}$).

Необходимым условием настройки регулятора является, как указывалось, соотношение $2\Delta U_{нч} > \Delta U_{с,р}$, а именно $2\Delta U_v > \Delta U_{с,р}$. С учетом коэффициента запаса $k_3 = 1,05 \div 1,1$ напряжение возврата $\Delta U_v = k_3 \Delta U_{с,р} / 2$, а с учетом коэффициента возврата $k_v = \Delta U_v / \Delta U_c$ напряжение срабатывания $\Delta U_c = k_3 / k_v \Delta U_{с,р} / 2$. Таким образом, зона нечувствительности регулятора

$$2\Delta U_{нч} = 2\Delta U_c = \frac{k_3}{k_v} \Delta U_{с,р} \quad (8.24)$$

тем ближе к ступени регулирования $\Delta U_{с,р}$, чем ближе к единице коэффициент возврата.

График изменения напряжения (рис. 8.14) показывает, что при изменениях напряжения с выходами за пределы зоны нечувствительности на время t_1 или t_2 ,

меньшее выдержки времени $t_{\text{рег}}$ регулятора, переключения ответвлений не происходит; на рисунке показано и изменение напряжения на $\Delta U_{\text{с.р}}$ при действии регулятора, если $t \geq t_{\text{рег}}$. При невыполнении условия (8.24) происходили бы многочисленные переключения ответвлений обмоток то в сторону повышения, то в сторону снижения напряжения, т. е. автоматическое регулирование было бы неустойчивым.

Сложность процесса переключения ответвлений обмоток, необходимость обеспечения согласованного действия трех однофазных УРПН, шести однофазных или

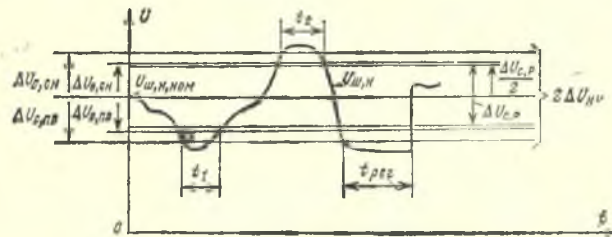


Рис. 8.14. Графики, иллюстрирующие особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформатора с УРПН.

двух трехфазных УРПН при переключениях ответвлений обмоток двух параллельно работающих трансформаторов и относительно высокая вероятность появления неисправностей в сложных электромеханических устройствах обуславливают еще две особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации, а именно: однократность и импульсность регулирующего воздействия и необходимость автоматического контроля завершения процесса переключения и исправности автоматической системы регулирования в целом.

8.6. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ

Попытки осуществления автоматических регуляторов коэффициента трансформации (АРКТ) на электромеханических реле не привели к созданию работоспособного автоматического устройства. Разработанные АРКТ на полупроводниках успешно внедряются в эксплуатации.

Известны разработки регуляторов, выполненные в Латвэнерго, Мосэнерго, в МЭИ [37] и в ВЭИ имени В. И. Ленина [39]. Они различаются измерительной частью и алгоритмом функционирования.

На рис. 8.15,а приведена схема измерительного органа напряжения регулятора МЭИ типа УАРТН-2М (устройства автоматического регулирования). Измерительный орган выполнен на стабилитронном элементе сравнения среднего значения напряжения ($U_{0,вх}$) с заданным значением и совместно с усилителями рабо-

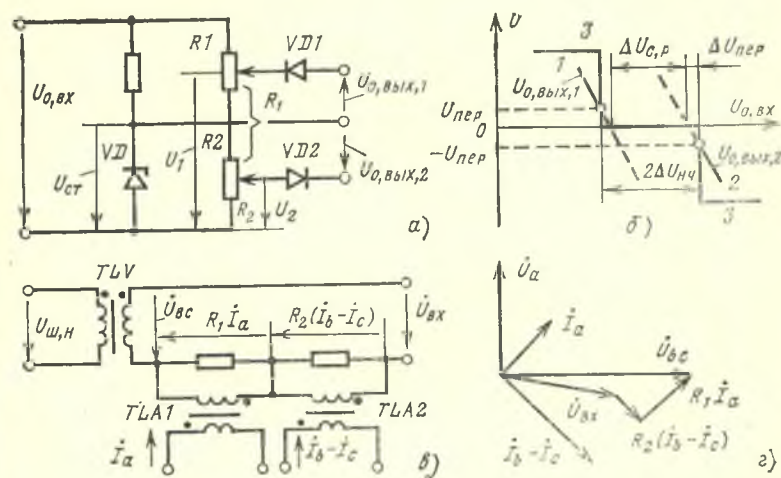


Рис. 8.15. Схема и характеристики измерительного органа автоматического регулятора коэффициента трансформации.

а — схема; б — характеристика; в — схема элемента встречного регулирования напряжения; г — векторная диаграмма.

тает в режиме переключения [9]. Схема сравнения имеет два выхода, напряжения на которых практически (без учета динамического сопротивления стабилитрона VD , соответствующего рабочему участку его характеристики, $U_{CT} \approx \text{const}$) равны:

$$\left. \begin{aligned} U_{0, \text{вых}, 1} &= U_{CT} - U_1 = U_{CT} - k_{д, 1} U_{0, \text{вх}}, \\ U_{0, \text{вых}, 2} &= U_{CT} - U_2 = U_{CT} - k_{д, 2} U_{0, \text{вх}}, \end{aligned} \right\} \quad (8.25)$$

где $k_{д, 1}$, $k_{д, 2}$ — коэффициент делителей напряжения на резисторах $R1$, $R2$:

$$k_{д, 1} = \frac{R_1 + R_2}{R_2} > k_{д, 2} = \frac{R_2}{R_2}. \quad (8.26)$$

Согласно (8.25) и (8.26) напряжение $U_{0, \text{вых}, 1}$ изменяет знак при напряжении $U_{0, \text{вх}}$ меньшем (характеристика 1 на рис. 8.15,б),

чем напряжение $U_{0, \text{вых}, 2}$ (характеристика 2). Благодаря диодам $VD1, VD2$ на выходах схемы рабочими являются только положительная ветвь первой и отрицательная ветвь второй характеристики. На графиках показаны напряжения переключения усилителей $\pm U_{\text{пер}}$ и зона нечувствительности измерительного органа напряжения, которая может изменяться при настройке регулятора переменными резисторами $R1, R2$. Напряжение $U_{\text{пер}}$ переключения усилителей из начального состояния в конечное, эквивалентного релейному действию, определяет степень отличия зоны нечувствительности от ступени регулирования:

$$2\Delta U_{\text{нч}} = \Delta U_{\text{ср}} - 2\Delta U_{\text{перкз}}.$$

При $\Delta U_{\text{пер}} \ll \Delta U_{\text{ср}}$ обеспечивается высокая точность регулирования напряжения. Переключение усилителей обуславливает действие исполнительных реле и обеспечивает релейность действия регулятора в целом.

На рис. 8.15, в, г приведены схема и векторные диаграммы элемента установки отрицательного статизма изменения напряжения $U_{\text{ш}, \text{н}}$ на шинах низшего напряжения подстанции в зависимости от тока нагрузки (элемента токовой компенсации). В связи с заметным активным сопротивлением, в особенности кабельных линий питания потребителей, предусматривается соответствующая настройка схемы, обеспечивающая изменение напряжения $U_{\text{вх}}$ на входе регулятора преимущественно в функции реактивного тока нагрузки.

Структурная схема АРКТ типа УАРТН-2М, разработанного в МЭИ, при установке его на трехобмоточном трансформаторе приведена на рис. 8.16, а. Регулятор в целом имеет два измерительных органа напряжения $ИОН1, ИОН2$ и производит переключение ответвлений обмотки высшего напряжения $U_{\text{ш}, \text{в}}$ по изменению низшего напряжения $U_{\text{ш}, \text{н}}$ с контролем максимально допустимого значения среднего напряжения $U_{\text{ш}, \text{с}}$ трансформатора.

Усилительно-преобразовательная часть регулятора выполнена на модуляторах, преобразующих постоянные напряжения на выходах элемента сравнения (см. рис. 8.15, а) в переменные, изменяющие фазу на противоположную при изменении знака $U_{0, \text{вых}, 1}$ или $U_{0, \text{вых}, 2}$, и усилителях переменного тока, обозначенных на схеме как усилители с модуляторами $AE1, AE2$. Определение фазы напряжений на выходах AE производится фазочувствительными усилителями $A1, A2$, работающими в режиме переключения и в условиях максимальной чувствительности, поскольку фазы напряжений на их входах изменяются на угол π .

По существу два комплекта регулятора образуют соответственно канал регулирования KP напряжения $U_{\text{ш}, \text{в}}$ и канал контроля KK напряжения $U_{\text{ш}, \text{с}}$. Они взаимодей-

ствуют через логическую часть $ЛЧ$ регулятора, состоящую из элементов И, ИЛИ и элементов DT выдержки времени.

На снижение напряжения регулятор может действовать по любому из двух каналов. Ответвления переключаются при превышении как низшим $U_{ш,н}$, так и сред-

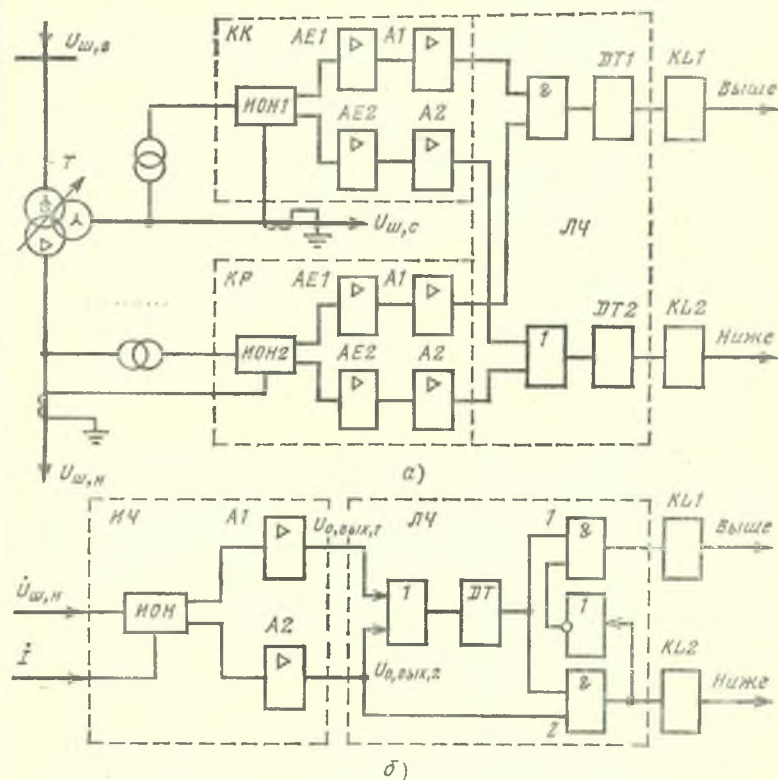


Рис. 8.16. Структурные схемы автоматических регуляторов коэффициента трансформации.

а — типа УАРТН-2М; б — типа БАУ РПН.

ним $U_{ш,с}$ напряжениями зоны нечувствительности регулятора:

элемент времени $DT2$ запускается через логический элемент ИЛИ. Однако на повышение напряжения регулятору разрешается действовать только при условии,

что после переключения среднее напряжение не превысит допустимое значение: элемент времени $DT1$ запускается через логический элемент И, т. е. необходимо одновременное действие двух каналов на повышение напряжения. Выдержка времени регулятора может устанавливаться до 1 мин. Исполнительная часть регулятора состоит из реле $KL1$ и $KL2$, включающих электродвигатель УРПН.

На рис. 8.16,б приведена структурная схема АРКТ прежней разработки Латвэнерго, типа БАУ РПН (блока автоматического управления). Таким регулятором было снабжено значительное количество трансформаторов. Измерительный орган напряжения $ИОН$ регулятора выполнен по время-импульсной схеме сравнения на туннельных диодах [9]: релейность действия обуславливается участком прямой ветви характеристики диода, соответствующим отрицательному динамическому сопротивлению. Импульсы схемы сравнения интегрирующими усилителями $A1$ и $A2$ преобразуются в постоянные напряжения $U_{0,вых,1}$, $U_{0,вых,2}$ при выходе напряжения на шинах подстанции за пределы зоны нечувствительности регулятора.

Измерительная часть $ИЧ$ регулятора воздействует на исполнительное реле $KL1$ и $KL2$ через логическую часть $ЛЧ$, координирующую воздействия на повышение и снижение напряжения и создающую выдержку времени действия регулятора. Логическая часть обеспечивает приоритет действия регулятора на снижение напряжения. Напряжение $U_{0,вых,2}$ на выходе усилителя $A2$ (рис. 8.16,б) через элемент ИЛИ запускает элемент выдержки времени DT и поступает на один из входов элемента И (2). После появления напряжения на втором входе И (2) от элемента DT запускается исполнительное реле $KL2$ и воздействует на УРПН, снижающего напряжение на шинах подстанции.

Аналогично запускает элемент выдержки времени DT и напряжение $U_{0,вых,1}$ на выходе усилителя $A1$. Однако воздействие от элемента DT на исполнительное реле $KL1$, запускающего УРПН для повышения напряжения, может пройти через элемент И (1) только при отсутствии воздействия на $KL2$, поскольку напряжение на втором входе элемента И (1) обуславливается элементом НЕ, вход которого подключен к выходу И (2).

Напряжение на выходе элемента НЕ имеет место только при отсутствии воздействия на $KL2$.

Последняя модификация АРКТ типа АРТ-1Н Латвэнерго представляет собой значительно более совершенное автоматическое устройство, выполненное с учетом всех указанных (см. § 8.5) особенностей автоматическо-

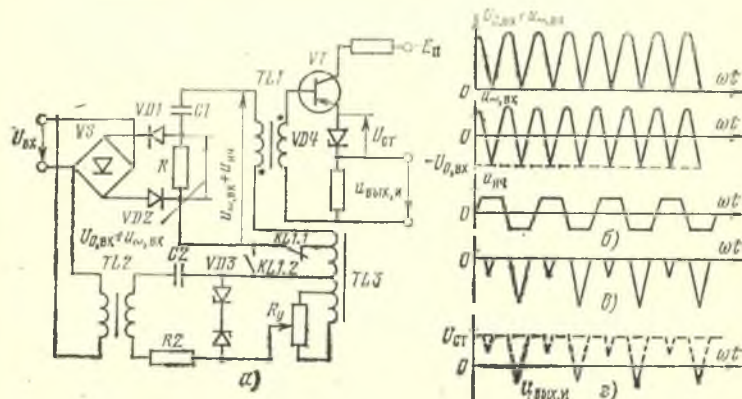


Рис. 8.17. Схема и графики, иллюстрирующие действие измерительной части автоматического регулятора коэффициента трансформации типа АРТ-1Н.

а — схема; б—г — графики.

го регулирования коэффициентов трансформации [37].

Схема и графики на рис. 8.17, а—г иллюстрируют способ осуществления и действия измерительной части регулятора. Из выпрямленного входного напряжения $U_{вх}$ [равного сумме вторичного напряжения $U_{ш,н}$ на шинах низкого напряжения подстанции и напряжения на элементах токовой компенсации (см. рис. 8.15, в, г)] схемой на диодах $VD1$, $VD2$, резисторе R и конденсаторе $C1$ выделяется переменная составляющая $u_{\sim, вх}$ (рис. 8.17, б) (постоянная составляющая $U_{0, вх}$ выделяется на резисторе R). Максимальное отрицательное мгновенное значение переменной составляющей пропорционально среднему значению $U_{0, вх}$ выпрямленного входного напряжения. Переменная составляющая $u_{\sim, вх}$ суммируется с напряжением $u_{нч}$, имеющим форму, близкую к прямоугольной, сформированным из входного напряжения стабилитронами $VD3$; резисторно-конденсаторная цепь $R2—C2$ создает необходимый сдвиг по фазе основной

гармоники напряжения $u_{нч}$ относительно $u_{вх}$. Напряжение $u_{нч}$ создает зону нечувствительности измерительного органа: из суммы напряжений $u_{вх} + u_{нч}$ выделяются отрицательные импульсы (рис. 8.17, в), которые сравниваются с постоянным напряжением $U_{ст}$ стабилитрона $VD4$ элемента сравнения, включающего транзистор VT (рис. 8.17, а). Если импульс превышает напряжение $U_{ст}$, то транзистор VT открывается и на выходе элемента сравнения появляется импульсное напряжение $u_{вых,и}$ (рис. 8.17, г).

Напряжение $u_{вых,и}$ в виде последовательности импульсов частотой 50 Гц (рис. 8.17, г) соответствует напряжению $U_{ш,и}$, не выходящему за пределы зоны нечувствительности $2\Delta U_{нч}$ регулятора (см. рис. 8.14). При этом сигнал на выходе измерительной части регулятора отсутствует. Когда напряжение $U_{ш,и}$ повышается и выходит за пределы зоны нечувствительности (см. интервал времени t_2 на рис. 8.14), максимальные мгновенные значения меньших импульсов (рис. 8.17, в) также превышают напряжение стабилитрона и напряжение $U_{вых,и}$ на выходе элемента сравнения (рис. 8.17, а) представляет собой последовательность импульсов частотой 100 Гц. Если напряжение $U_{ш,и}$ снижается и выходит за пределы зоны нечувствительности (см. интервалы t_1 и $t_{рег}$ на рис. 8.14), то импульсы напряжения $u_{вых,и}$ отсутствуют.

При частоте импульсов 100 Гц элементом $РИ2$ (типа расширителя импульсов релейного действия [9]) измерительной части $ИЧ$ регулятора (рис. 8.18) формируется потенциальный сигнал $U_{вых,2}$, необходимый для действия регулятора на снижение напряжения. При отсутствии импульсов элементом $РИ1$ с инверсией выдается потенциальный сигнал $U_{вых,1}$, по которому формируется воздействие регулятора на повышение напряжения.

Таким образом, измерительная часть регулятора функционирует в соответствии с указанными требованиями: формирует сигналы по отклонениям среднего значения регулируемого напряжения, обладает зоной нечувствительности и релейностью действия, содержит элемент токовой компенсации; коэффициенты возврата релейных элементов практически равны единице, поскольку при свойственной расширителям импульсов высокой чувствительности срабатывание и возврат определяются появлением или исчезновением импульсов $u_{вых,и}$ на вы-

ходе элемента сравнения. Зона нечувствительности при $U_{ст} = \text{const}$ определяется напряжением $u_{нч}$ (см. рис. 8.17) и может изменяться при настройке регулятора непрерывно резистором R_y и автоматически дискретно переключением контактов реле $KL1.1$ и $KL1.2$ (см. рис. 8.17,а).

Регулятор коэффициента трансформации АРТ-1Н состоит по существу из двух устройств — автоматического регулятора АР* и автоматического устройства управле-

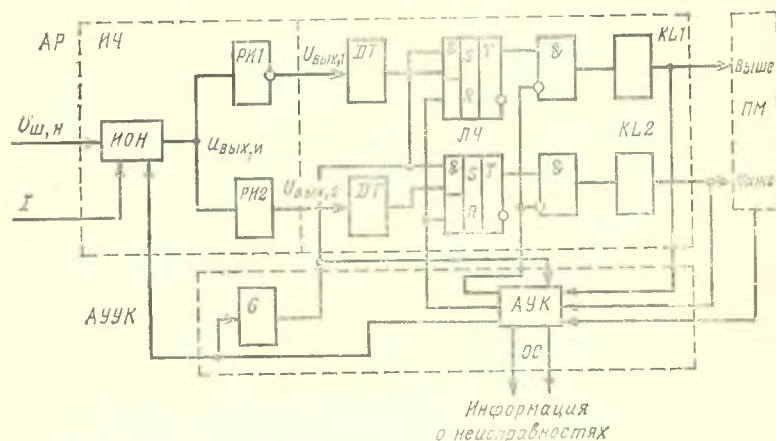


Рис. 8.18. Структурная схема автоматического регулятора коэффициента трансформации типа АРТ-1Н.

ния и контроля АУУК, которое состоит из управляемого генератора тактовых импульсов G и автоматического устройства контроля АУК, образующего цепь обратной связи $ОС$.

Генератор G обеспечивает необходимые однократность и импульсность воздействия регулятора на приводной механизм $ПМ$ УРПН, а цепь обратной связи обеспечивает координацию действия регулятора в зависимости от процесса переключения ответвлений обмоток трансформатора и контроль исправности регулятора и УРПН. Генератор G воздействует на логическую часть $ЛЧ$ регулятора и на АУК, функционирующие по логи-

* В заводской документации называется блоком автоматического регулирования (БАР).

ческому алгоритму. Автоматическое устройство контроля после каждого воздействия регулятора AP на приводной механизм $ПМ$ изменяет период следования тактовых импульсов G и увеличивает зону нечувствительности измерительного органа напряжения ИОН.

При выходе напряжения $U_{ш.н}$ за пределы зоны нечувствительности напряжением $U_{вых,1}$ или $U_{вых,2}$ запускается соответствующий элемент выдержки времени DT . Срабатывание элемента времени запоминается триггером T , в который записывается логическая единица при поступлении на вход записи S через логическую схему И напряжения от элемента DT и тактового импульса от G . Запоминание необходимо для однократности воздействия регулятора на приводной механизм $ПМ$. Через элемент ЗАПРЕТ сигнал с выхода триггера проходит на исполнительное реле $KL1$ или $KL2$, запускающее $ПМ$. После начала процесса переключения от $ПМ$ поступает сигнал в $АУК$, которое:

отключает исполнительное реле, подавая логическую единицу на инверсный вход элемента И (запрещающий сигнал);

снимает запоминание (считывает единицу) с триггера T , воздействуя на вход R считывания;

увеличивает период следования тактовых импульсов G до времени, превышающего длительность процесса переключения одного ответвления от обмоток трансформатора;

увеличивает зону нечувствительности регулятора.

Перечисленные операции необходимы, как указывалось, для проверки исправности регулятора и привода УРПН. Если привод не запустился (не пришел сигнал в $АУК$ о начале процесса переключения) или если до момента появления импульса от G через увеличенный период в $АУК$ не поступит сигнал от $ПМ$ о завершении процесса переключения, то фиксируется неисправность привода, повторное воздействие регулятора на $ПМ$ запрещается, выдается информация о его неисправности.

Увеличением зоны нечувствительности производится проверка регулятора. В частности, при отклонениях регулируемого напряжения, при которых необходимо переключение не менее двух ответвлений обмоток трансформатора, увеличение зоны нечувствительности обуславливает отсутствие сигнала исправной измерительной части после переключения одного ответвления. Поэтому зона

нечувствительности восстанавливается и разрешается следующий запуск привода *ПМ* на переключение второго ответвления без повторной выдержки времени (конденсатор элемента *DT* за время проверки не разряжается). Если же после увеличения зоны нечувствительности сигнал измерительной части не снимается, то фиксируется неисправность регулятора, повторный запуск *ПМ* запрещается, выдается информация о неисправности регулятора.

Описанное действие регулятора АРТ-ІН показывает повышенную структурную надежность и автоматическую диагностику системы регулирования, что соответствует современным требованиям к автоматическим системам регулирования.

В ВЭИ имени В. И. Ленина разработан автоматический регулятор коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов электростанций, выполняемый на интегральных полупроводниковых элементах [39]. Он предназначен для автоматических систем комплексного регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций с шиной нескольких напряжений.

8.7. АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ

Для поддержания требуемых уровней напряжений на шинах подстанций, являющихся центрами питания, и потоков реактивной мощности необходимо согласованное взаимодействие автоматических регуляторов коэффициентов трансформации и регуляторов возбуждения (*AV*) синхронных компенсаторов (или регуляторов мощности статических ИРМ). Такое взаимодействие обеспечивается в автоматической системе комплексного управления напряжением и реактивной мощностью подстанции [38]. Автоматическая система реализуется на основе автоматического регулятора коэффициента трансформации МЭИ типа УАРТН-2М.

Поскольку синхронные компенсаторы предназначены прежде всего для обеспечения потребителей реактивной мощностью, то на них возлагается задача встречного (согласованного) регулирования напряжения $U_{ш,н}$ на шинах низшего напряжения подстанции изменением их возбуждения регуляторами *AV* (рис. 8.19,а). На

АРКТ возлагается задача изменения потоков реактивной мощности через трансформаторы. Пока синхронный компенсатор не загружается до максимальной мощности, поток реактивной мощности через трансформатор практически отсутствует. Переключение ответвлений обмотки

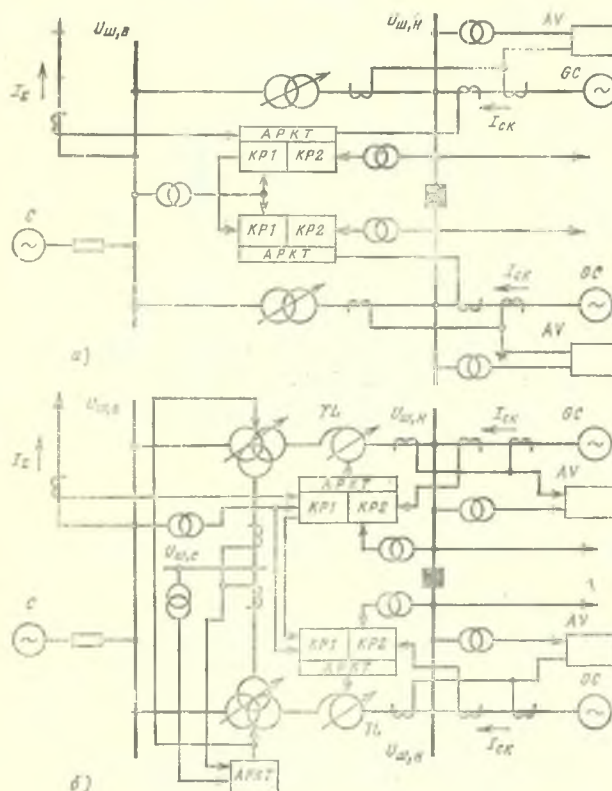


Рис. 8.19. Структурные схемы комплексных автоматических систем управления напряжением и реактивной мощностью подстанции.
а — с двухобмоточными трансформаторами; б — с трехобмоточными трансформаторами.

ток трансформатора АРКТ производится после исчерпания располагаемой реактивной мощности синхронным компенсатором (GC) при продолжающемся снижении (или повышении: GC работает в режиме потребления реактивной мощности) напряжения на шинах подстан-

ции. Таким образом автоматическая система управления функционирует по отклонению напряжения и по превышению реактивной мощностью GC максимального значения.

Возможная структурная схема автоматической системы управления напряжением и реактивной мощностью подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 8.19,а) содержит АРКТ с двумя каналами регулирования $KP1$ и $KP2$ (см. рис. 8.16,а). Система управления обеспечивает встречное (согласное) регулирование напряжения $U_{ш,н}$ (к AV каждого GC подводятся напряжение $U_{ш,н}$ и ток $I_{ск}$); встречное регулирование напряжения $U_{ш,в}$ (к $KP1$ подводятся напряжение $U_{ш,в}$ и суммарный ток I_{Σ} нагрузки отходящих от шин высшего напряжения линий к другим подстанциям); автоматическое управление перетоком реактивной мощности через трансформаторы (к $KP2$ подводятся напряжение $U_{ш,н}$ и ток $I_{ск}$ нагрузки GC).

Особенности автоматического управления напряжением и реактивной мощностью подстанции с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами (рис. 8.19,б) обуславливаются возможностью появления уравнивающих токов между ними вследствие различия графиков нагрузки на шинах высшего и среднего напряжений и появления перетоков реактивной мощности вследствие возможных различных коэффициентов трансформации, изменяемых по превышениям реактивных нагрузок GC . Поэтому автоматическая система управления должна предотвращать указанные перетоки между обмотками высшего и среднего напряжений трансформаторов. Для этого необходимы линейные автотрансформаторы TL на стороне низкого напряжения (рис. 8.19,б). Переключение ответвлений их обмоток производится индивидуальными АРКТ с двумя каналами регулирования. Первые каналы $KP1$ функционируют по закону встречного (согласного) регулирования высшего напряжения (подводятся $U_{ш,в}$ и ток I_{Σ}), а вторые $KP2$ по отклонению низшего напряжения и реактивной нагрузки GC (подводятся $U_{ш,н}$ и ток $I_{ск}$). При этом коэффициенты трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) могут изменяться АРКТ с одним каналом регулирования. Согласованное взаимодействие АРКТ трансформаторов (автотрансформаторов), АРКТ

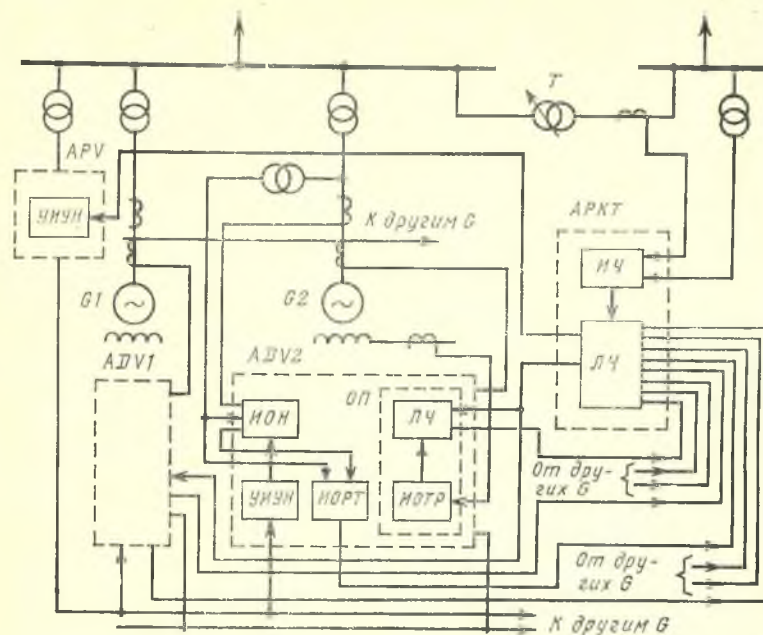


Рис. 8.20. Структурная схема комплексной автоматической системы управления напряжением и реактивной мощностью электростанции.

линейных автотрансформаторов и АВ синхронных компенсаторов обеспечивается соответствующей их настройкой.

На рис. 8.20 приведена схема, иллюстрирующая построение и действие комплексной автоматической системы управления напряжением и реактивной мощностью электростанции с шинами нескольких напряжений. Система состоит из устройства группового управления реактивной мощностью синхронных генераторов (см. также рис. 8.7) и специально разработанного автоматического регулятора коэффициента трансформации междушинных трансформаторов или трансформаторов связи с энергосистемой [39]. Групповое управление предполагает использование индивидуальных регуляторов возбуждения *ADV* генераторов сильного действия (см. § 7.6). Регулятор коэффициента трансформации *АРКТ* обеспечивает автоматическую диагностику измерительной части и УРПН трансформатора и обладает особенностями, обусловленными необходимостью обеспечения

согласованной работы автоматических систем группового регулирования возбуждения генераторов и регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов.

Через логическую часть *ЛЧ АРКТ* связан с устройством изменения уставки напряжения *УИУН* центрального регулятора напряжения *АРВ* и с регуляторами возбуждения *ADV* синхронных генераторов, а именно: с ограничителем перегрузки *ОП*, образуемым измерительным органом тока ротора *ИОТР* и соответствующими элементами логической части *ЛЧ* регулятора (*ADV2* на рис. 8.20), и с измерительным органом реактивного тока *ИОРТ*, предназначенным для ограничения минимального возбуждения генератора в режиме потребления реактивной мощности (см. § 7.6).

Приоритет действия в комплексной автоматической системе имеет *АРКТ*. После каждого переключения ответвлений обмоток трансформатора по сигналу от *АРКТ* производится подгонка уставки напряжения *АРВ* с тем, чтобы реактивная нагрузка генераторов не изменилась. Воздействие *АРКТ* на ограничитель перегрузки *ОП* регулятора возбуждения *ADV* снимает выдержку времени на разгрузку генератора по реактивному току, если перегрузка явилась следствием действия *АРКТ*.

Воздействие на *АРКТ* ограничителя перегрузки *ОП* и ограничителей минимального возбуждения [измерительных органов реактивного тока *ИОРТ* (рис. 8.20)] запрещают действие *АРКТ* и даже обуславливают его действие в противоположную сторону (реверс) в режиме полной нагрузки всех генераторов выдаваемой реактивной мощностью или в режиме максимального потребления реактивной мощности (ограничения минимального возбуждения). После реверса *АРКТ* запрещается изменение уставки напряжения *АРВ*, чтобы сохранился один из указанных режимов работы синхронных генераторов.

Глава девятая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ТУРБО- И ГИДРОАГРЕГАТОВ

9.1. НАЗНАЧЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Электрическая энергия производится, распределяется и используется в основном на переменном токе, и его частота, измеряемая в герцах, наряду с напряжением

является важным параметром режима работы электроэнергетической системы (ЭЭС). В Советском Союзе принята номинальная частота $f_{\text{ном}}=50$ Гц, на которую рассчитаны все потребители электрической энергии. При этой частоте они работают в оптимальных условиях.

Отклонение частоты в сторону снижения приводит к увеличению потерь и уменьшению надежности работы ряда элементов ЭЭС, повышение частоты сказывается также отрицательно на режиме работы ЭЭС; в силу этого допустимое отклонение частоты нормируется. В СССР действует ГОСТ 13109-67, в котором допустимые отклонения частоты ограничиваются значениями $\pm 0,1$ Гц (0,2%).

Вторая особенность производства электрической энергии в ЭЭС (см. § В.1) обуславливает необходимость непрерывного поддержания баланса генерируемой и потребляемой мощностей. Нарушение баланса активных мощностей вызывает отклонение частоты во всей ЭЭС, поэтому частота является обобщенным системным параметром, характеризующим соответствие производства и потребления электрической энергии в ЭЭС, в объединенных энергетических системах (ОЭС) и Единой энергетической системе страны (ЕЭС).

Производство электрической энергии на электрических станциях (ЭС) осуществляется преобразованием одного вида энергии в другой. На тепловых и атомных ЭС (ТЭС, АЭС) происходит трехступенчатое последовательное преобразование энергии: парогенератор — паровая турбина — синхронный генератор.

На гидравлических ЭС имеет место двухступенчатое преобразование: гидравлическая турбина — синхронный генератор.

Автоматическое регулирование частоты и мощности происходит в первую очередь путем воздействия на турбину агрегата, состоящего из турбины и синхронного генератора.

Постоянство частоты переменного тока f и угловой частоты вращения вектора напряжения $\omega_s=2\pi f$ определяется постоянством частоты вращения всех агрегатов, работающих параллельно. Частота вращения вала агрегата измеряется числом оборотов в минуту, зависит от частоты переменного тока f и числа пар полюсов генератора p и равна $n=60f/p$. Угловая частота вращения вала $\omega_m=2\pi f/p$.

Как видно, скоростные показатели агрегата зависят от его конструкции и частоты переменного тока. При исследованиях режима работы агрегата по частоте и активной мощности скоростные показатели и частота выражаются в относительных единицах при принятых базисных значениях.

Частота вращения генератора и развиваемая им мощность в общем случае зависят от количества энергоносителя, вводимого в турбину, в единицу времени, его потенциальной энергии и КПД турбины. Характер изменения этих величин и их взаимосвязь зависят от режима работы агрегатов на ЭС. Обычно имеет место один из следующих трех режимов (рис. 9.1).

Работа агрегата на холостом ходу (выключатель $Q1$ отключен). Этот режим обычно предшествует включению агрегата на параллельную работу с другими агрегатами и всегда сопутствует его пуску и остановке. Для этого режима характерно только изменение частоты вращения при изменении количества вводимого энергоносителя, поскольку развиваемая турбинная мощность обусловливается относительно малыми потерями холостого хода.

Работа агрегата (группы агрегатов) на изолированную нагрузку (включены $Q1$ и $Q2$).

В этом режиме изменение количества вводимого в турбину энергоносителя приводит к изменению частоты вращения и мощности агрегата, если неизменная по составу нагрузка меняет свою мощность при изменении частоты за счет регулирующего эффекта нагрузки (гл. 5). Такой режим может возникнуть на ТЭЦ, имеющих потребителей на генераторном напряжении при нарушении связи с ЭЭС.

Работа генератора в мощной ЭЭС (включены все выключатели), когда изменение мощности агрегата не может нарушить системный баланс мощности. В этом режиме изменение количества энергоносителя приводит

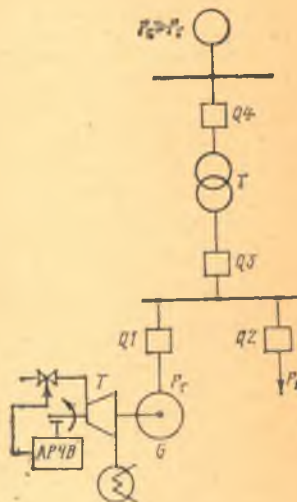


Рис. 9.1. Схема, иллюстрирующая режимы работы агрегатов на электростанциях.

к изменению мощности агрегата при постоянстве частоты вращения.

Изменение количества вводимого в турбину энергосносителя осуществляется регулирующим органом турбины. Для паровых турбин, имеющих различные схемы парораспределения (дроссельное, сопловое и др.), в общем случае регулирующим органом служит паровпускной (дроссельный) клапан или группа клапанов, открытие которых как координата управления обозначается h .

Для гидравлических турбин таким регулирующим органом служит направляющий аппарат, открытие которого как координата управления обозначается a .

Нагрузка в местах потребления изменяется непрерывно. Наименьший период изменения — сутки. Зафиксированные через определенный интервал времени (обычно час) или непрерывно значения нагрузки составляют так называемый суточный график нагрузки данного потребителя или узла потребления. Суточный график характеризуется максимальной (пиковой), минимальной и средней нагрузками. Чем больше отклонение экстремальных нагрузок от средней, тем меньше уплотнен график, тем больше диапазон изменения нагрузок агрегатов, регулирующих мощность. Из отдельных графиков нагрузки узлов (районов) потребления составляются соответствующие графики нагрузки ЭЭС, ОЭС и ЕЭС. Изменение нагрузки в узлах потребления имеет в основном плановый (детерминированный) характер, но всегда возникают неплановые, случайные изменения нагрузки даже при самом совершенном прогнозировании. Имеют место и аварийные изменения развиваемой, передаваемой и реализуемой мощности. Для поддержания системного баланса активной мощности необходимо регулирование частоты вращения агрегатов на соответствующих ЭС.

Производство, распределение и реализация электрической энергии должно производиться при минимальных трудовых затратах, поэтому режим работы ЭЭС должен быть в этом смысле оптимальным. На оптимальность режима ЭЭС существенно влияет распределение нагрузок между источниками энергии, т. е. между отдельными парогенераторами, турбоагрегатами ЭС и между ЭС, входящими в ЭЭС, а также потокораспределение в питающих сетях,

По мере роста ЭЭС, создания ОЭС и ЕЭС повышается стабильность частоты, так как доля отдельных случайно и дискретно изменяющихся потребителей понижается. Однако даже небольшое отклонение частоты приводит к большим абсолютным изменениям мощности, что нарушает оптимальность режима работы отдельных ЭС. В этих условиях большую роль начинает играть регулирование мощности агрегатов отдельных ЭС, обеспечивающее их оптимальный режим и оптимальное потокораспределение в сетях, где могут возникать недопустимые перегрузки линий высокого напряжения.

Все сказанное определяет необходимость автоматического регулирования частоты и мощности агрегатов для обеспечения постоянства частоты в ЭЭС, ОЭС и ЕЭС, оптимальности и надежности их работы в различных режимах. С этой целью в отдельных ЭЭС, объединениях и Единой энергетической системе страны создается автоматическая система регулирования частоты и мощности (АСРЧ и М), построенная на иерархическом принципе и являющаяся подсистемой АСУ отрасли производства, распределения и использования электрической энергии. Для изучения принципов формирования АСРЧ и М необходимо рассмотреть элементы ее реализации для агрегатов ЭС, ЭЭС, ОЭС и ЕЭС.

9.2. ТУРБИНА КАК ОБЪЕКТ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ

Для того чтобы выяснить особенности турбины как объекта регулирования, необходимо оценить ее способность нести нагрузку при различных значениях частоты вращения в установившихся режимах и определить поведение турбины в переходном процессе при тех или иных возмущениях. Особенности турбины могут быть определены из основного дифференциального уравнения движения ротора агрегата, записанного для моментов на валу агрегата:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_t - M_r, \quad (9.1)$$

где J — момент инерции ротора агрегата; M_t — движущий момент на валу турбины; M_r — момент сопротивления на валу генератора, согласно которому установившийся режим имеет место при $M_t = M_r$, а переходные

процессы определяются динамическим моментом $M_d = M_T - M_G$.

Для оценки способности турбины нести нагрузку при различных значениях частоты вращения обычно используются статические характеристики турбины $M_T(\omega)$ и генератора $M_G(\omega)$. Статические характеристики турбин могут быть получены из уравнений их мощности по соотношению $M_T = P_T / \omega$.

Для паровой турбины

$$P_T = A_{\pi} D H_0 \eta_0,$$

где A_{π} — числовой коэффициент, зависящий от принятых единиц измерения; D — часовой расход пара; H_0 — тепловой перепад; η_0 — тепловой КПД паровой турбины.

Для гидравлической турбины

$$P_T = A_{\Gamma} Q H \eta,$$

где A_{Γ} — числовой коэффициент, зависящий от принятых единиц измерения; Q — расход воды; H — действующий напор; η — КПД гидротурбины.

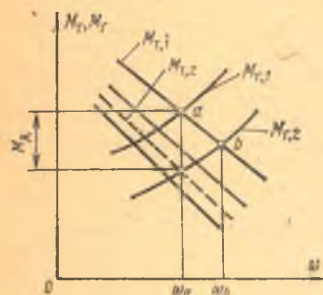


Рис. 9.2. Моментные характеристики турбины $M_T(\omega)$ и генератора $M_G(\omega)$.

Поскольку момент турбины зависит от расхода энергоносителя, его потенциальной энергии и КПД, то обычно статические характеристики в координатах M_T, ω для различных значений положения регулирующего органа представляются семейством кривых, примерный вид которых для паровой турбины показан на рис. 9.2. Статические характеристики генератора определя-

ются статическими характеристиками нагрузки, рассмотренными выше (см. гл. 5). Эти характеристики генератора в координатах M_G, ω для различных значений нагрузки при номинальной частоте представляются семейством кривых, примерный вид которых также показан на рис. 9.2.

В установившемся режиме работы агрегата, когда $M_T = M_G$, динамический момент равен нулю, равно нулю и ускорение; агрегат имеет постоянную частоту вращения. На рис. 9.2 точка a соответствует некоторому установившемуся режиму при постоянном значении ω_a .

Если нагрузка в какой-либо момент времени изменится, например уменьшится, то произойдет переход со статической характеристики $M_{г,1}$ на характеристику $M_{г,2}$ при неизменном количестве пара, вводимого в турбину. Возникает динамический момент M_d и ускорение. Начнется переходный процесс (динамический переход), в результате которого наступит новый установившийся режим, соответствующий точке b , при котором $M_{г,2}$ станет равным $M_{т,1}$, а угловая частота вращения увеличится до значения ω_b . Свойство турбин переходить из одного установившегося режима в другой при неизменном количестве вводимого энергоносителя носит наименование самовыравнивания или саморегулирования. Однако при изменении режима агрегата от холостого хода до номинального отклонения ω и КПД турбины будут значительными.

Для сохранения частоты вращения на прежнем уровне следует изменить количество пара, вводимого в турбину, что приведет к переходу на характеристику $M_{т,2}$ и возвращению частоты вращения к значению ω_a . Следовательно, для поддержания величины ω при изменениях нагрузки следует автоматически воздействовать на регулирующие органы турбины для соответствующего изменения количества энергоносителя. Эту роль выполняют автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ), являющиеся неотъемлемой частью паровых и гидравлических турбин.

Для исследований законов регулирования частоты и мощности обычно используется линейная теория автоматического регулирования (см. гл. 6), где рассматриваются процессы при малых возмущениях, возникающих в линейной модели агрегата. Для получения такой линейной модели в общем случае нелинейные зависимости $M_t(\omega, D)$ и $M_g(\omega)$ разлагаются в ряд Тейлора по приращениям координат $\Delta\omega$ и ΔD и используется линейная часть этого разложения. Линеаризованное дифференциальное уравнение запишется в виде

$$J \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta M_t - \Delta M_g = -\alpha \Delta\omega + \beta \Delta D, \quad (9.2)$$

где $\alpha = \left[\left(\frac{\partial M_g}{\partial \omega} \right)_{\omega_0} - \left(\frac{\partial M_t}{\partial \omega} \right)_{\omega_0} \right]$; $\beta = \left(\frac{\partial M_t}{\partial D} \right)_{D_0}$; ω_0 — угловая ча-

стота вращения в исходном режиме; D_0 — расход пара через турбину в исходном режиме.

В теории автоматического регулирования независимые переменные (координаты) и их приращения выражаются в относительных безразмерных единицах. В литературе по регулированию

турбин [40, 41] безразмерные координаты обозначаются буквами греческого алфавита. За базисные обычно принимаются их номинальные значения $\omega_{\text{ном}}$, $D_{\text{ном}}$ и координаты определяются как

$$\varphi = \frac{\Delta\omega}{\omega_{\text{ном}}}, \quad \mu = \frac{\Delta D}{D_{\text{ном}}}.$$

Выражение (9.2) при безразмерных координатах имеет вид:

$$J\omega_{\text{ном}} \frac{d\varphi}{dt} = -\alpha\omega_{\text{ном}}\varphi + \beta D_{\text{ном}}\mu. \quad (9.2a)$$

Однако правая и левая части уравнения имеют размерность момента и для перехода к безразмерному дифференциальному уравнению выбирается базисное значение момента, в качестве которого могут быть приняты $\alpha\omega_{\text{ном}}$, или $\beta D_{\text{ном}}$ или номинальный момент $M_{\text{т, ном}}$. От принятого базисного момента зависит вид дифференциального уравнения движения и соответствующей передаточной функции турбины как типового звена (см. гл. 6). Так, если за базисный момент принимается $\alpha\omega_{\text{ном}}$, то дифференциальное уравнение для линейной модели агрегата записывается в виде

$$T_J \frac{d\varphi}{dt} + \varphi = k\mu,$$

где $T_J = \frac{J}{\alpha}$ — постоянная времени инерции агрегата; $k = \frac{\beta D_{\text{ном}}}{\alpha\omega_{\text{ном}}}$ — коэффициент передачи.

Передаточная функция имеет вид:

$$W_T(\bar{p}) = \frac{\varphi(\bar{p})}{\mu(\bar{p})} = \frac{k}{T_J \bar{p} + 1},$$

где $\varphi(\bar{p})$, $\mu(\bar{p})$ — изображения соответствующих координат.

При использовании в качестве базисного момента $M_{\text{т, ном}}$ линейное дифференциальное уравнение движения паровой турбины можно записать в виде

$$T_J \frac{d\varphi}{dt} + \lambda\varphi = \mu,$$

где $T_J = J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{т, ном}}}$ — постоянная времени инерции агрегата, чис-

ленно равная времени разгона агрегата, с, от $\omega=0$ до $\omega_{\text{ном}}$ при постоянном номинальном моменте; λ — коэффициент самовыравнивания агрегата [40].

Передаточная функция турбины

$$W_T(\bar{p}) = \frac{\varphi(\bar{p})}{\mu(\bar{p})} = \frac{1}{T_J \bar{p} + \lambda}. \quad (9.3)$$

Как видно из приведенных выражений для передаточной функции, турбина может быть представлена как инерционное звено первого порядка (см. гл. 6). Однако часто самовыравнивание турбины не учитывается (коэффициент λ принимается равным нулю), тур-

бина представляется интегрирующим звеном с дифференциальным уравнением вида

$$T_J \frac{d\varphi}{dt} = \mu$$

и передаточной функцией вида

$$W_T(\bar{p}) = \frac{1}{T_J \bar{p}}. \quad (9.4)$$

Ранее приведенные соотношения записаны в терминах и обозначениях, используемых в технической литературе по конструированию турбин. В литературе, посвященной исследованию электро-механических переходных процессов [27], используется несколько иная терминология и обозначения. Чтобы читатель мог успешно ориентироваться в различных литературных источниках, те или иные соотношения будут даваться в соответствующих терминах и обозначениях.

Приведенный пример линейного моделирования турбины как объекта регулирования выявлял взаимосвязь между изменением положения регулирующего органа как входной координаты и изменением частоты вращения как выходной координаты. Однако для разных режимов работы турбоагрегата его линейные модели отличаются друг от друга, так как должны учитываться различные факторы, влияющие на переходные процессы в нем.

В § 9.1 были определены основные режимы работы агрегатов. Ниже рассматриваются соответствующие линейные модели.

Режим холостого хода. С точки зрения устойчивости системы регулирования частоты вращения агрегата этот режим является самым тяжелым, поскольку отсутствует синхронизирующий момент в генераторе, способствующий сохранению устойчивости.

При исследованиях режима холостого хода модель агрегата представляется интегрирующим звеном с постоянной времени инерции T_J , учитывающей вращающиеся массы роторов турбины и генератора. Входная и выходная координаты остаются прежними, эффект самовыравнивания турбины не учитывается, так как расход энергоносителя мал. Модель агрегата показана на рис. 9.3.

Режим работы агрегата (группы агрегатов) на изолированную нагрузку или в автономной ЭЭС. При параллельной работе группы агрегатов осуществляется замена их одним эквивалентным агрегатом. Модель агре-

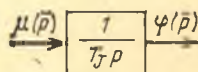


Рис. 9.3. Модель агрегата в режиме холостого хода.

гата разделяется на модель генератора и модель турбины. Инерционность вращающихся масс роторов турбины и генератора учитывается в модели генератора, которая представляется интегрирующим звеном с постоянной времени инерции T_J . Для учета регулирующего эффекта нагрузки, а иногда и для учета эффекта самовыравнивания в турбине указанное звено охватывается жесткой отрицательной обратной связью с коэффициентом передачи, учитывающим регулирующий эффект нагрузки $k_H = \frac{dP}{d\omega}$ или регулирующий эффект нагрузки и самовыравнивание турбины $D = k_H + \lambda$.

Поскольку выходной координатой обратной связи является мощность, то входной координатой интегрирующего звена тоже должна быть мощность. Смена входной координаты позволяет реализовать возмущение на входе модели как изменение нагрузки генератора ΔP_H . Передаточная функция эквивалентного генератора записывается в виде

$$W_r(\bar{p}) = \frac{\Delta\omega(\bar{p})}{\Delta P_T(\bar{p})} = \frac{1}{T_J \bar{p} + k_H}, \quad (9.5)$$

где $\Delta\omega(\bar{p})$ — изображение приращения угловой частоты вращения; $\Delta P_T(\bar{p})$ — изображение приращения мощности турбины; T_J — постоянная времени инерции, вычисленная с учетом перехода на новую входную координату.

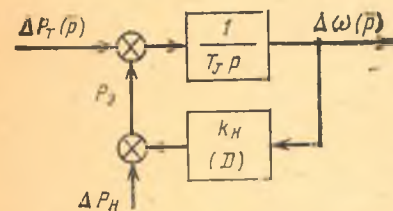


Рис. 9.4. Модель генератора в режиме автономной нагрузки.

Модель агрегата в режиме нагрузки показана на рис. 9.4. Поскольку при регулировании агрегата количество энергоносителя при изменении нагрузки меняется, возникает необходимость моделировать взаимосвязь между положением регулирующего органа и мощностью, развиваемой на валу турбины, и учитывать инерционность энергоносителя (пара или воды) при изменении положения регулирующего органа, что и осуществляется в модели турбины.

328

Для паровых турбин без промежуточного перегрева в модели учитывается лишь инерционность парового объема в паропроводе от дроссельного клапана до входа в цилиндр высокого давления (ЦВД). Турбина моделируется инерционным звеном с постоянной времени, равной времени опорожнения паропровода T_n . Передаточная функция турбины записывается в виде

$$W_T(\bar{p}) = \frac{\Delta P_T(\bar{p})}{\Delta h(\bar{p})} = \frac{1}{T_n \bar{p} + 1} \quad (9.6)$$

где $\Delta h(\bar{p})$ — изображение приращения положения дроссельного клапана.

Модель паровой турбины без промежуточного перегрева показана на рис. 9.5. Модель турбоагрегата состоит из модели турбины и модели генератора.

Для паровой турбины с промежуточным перегревом пара в модели учитывается инерционность пара до входа в ЦВД аналогично турбине без промежуточного перегрева. Кроме того, учитывается значительная инерционность объема пара в пароперегревателе. Пароперегреватель моделируется инерционным звеном с постоянной времени его опорожнения T_{np} .

В ЦВД турбин развивается лишь часть мощности турбины ($c=0,15-0,3$), остальная часть ($1-c$) развивается в ЦСД и ЦНД.

Поскольку перегретый пар проходит только через ЦСД и ЦНД, пароперегреватель имеет передаточную функцию вида

$$\frac{1-c}{T_{np}\bar{p}+1}.$$

С учетом сказанного передаточная функция турбины с промежуточным перегревом записывается в виде

$$W_{T, np}(\bar{p}) = \frac{\Delta P_T(\bar{p})}{\Delta h(\bar{p})} = \frac{1}{T_n \bar{p} + 1} \left(c + \frac{1-c}{T_{np}\bar{p}+1} \right). \quad (9.7)$$

Иногда выражение в скобках приводят к одному знаменателю и моделируют турбину с промежуточным пе-

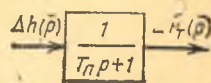


Рис. 9.5. Модель паровой турбины без промежуточного перегрева пара.

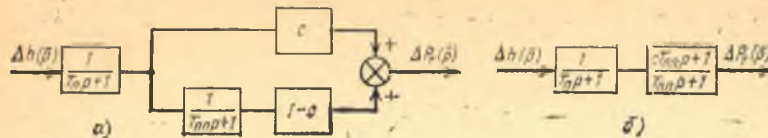


Рис. 9.6. Модель паровой турбины с промежуточным перегревом пара.

а — первый вариант модели; б — второй вариант модели.

регревом двумя последовательно включенными звеньями

$$W_{т.м}(\bar{p}) = \frac{1}{T_{np} + 1} \frac{cT_{mnp} + 1}{T_{mnp} + 1}.$$

Модель турбины с промежуточным перегревом показана на рис. 9.6.

Для гидравлической турбины инерционность водного потока проявляется в так называемом «гидравлическом ударе», происходящем в водоподводящих сооружениях и в проточной части турбины. Если происходит скачкообразное изменение положения направляющего аппарата турбины α в сторону закрытия, как это показано на рис. 9.7, а, то в результате увеличения давления воды в водоводе и увеличения скорости потока воды мощность, развиваемая турбиной в переходном процессе, сначала увеличивается, а затем начинает уменьшаться до нового установившегося значения, соответствующего новому положению направляющего аппарата.

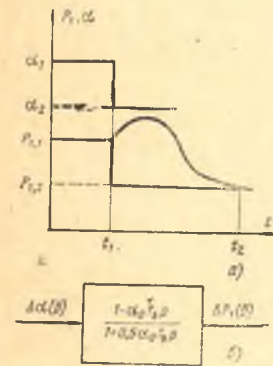


Рис. 9.7. Модель гидравлической турбины с учетом гидравлического удара.

а — явление гидравлического удара; б — модель турбины.

Явление гидравлического удара описывается алгебраическими и дифференциальными уравнениями, связывающими скорость потока воды, напор, открытие направляющего аппарата и длину водовода. Совместное решение этих уравнений позволяет определить передаточную функцию гидравлической турбины в виде

$$W_{т.м}(\bar{p}) = \frac{\Delta P_{т.м}(\bar{p})}{\Delta \alpha(\bar{p})} = \frac{1 - \alpha_0 T_{np}}{1 + 0,5 \alpha_0 T_{np}} \quad (9.8)$$

где α_0 — открытие направляющего аппарата в исходном режиме; T_a — постоянная времени водовода, $T_a = Lv_0/gH_0$; H_0 , v_0 — напор и скорость движения воды в исходном режиме; L — длина водовода; g — ускорение падающей воды.

Модель гидравлической турбины с учетом гидравлического удара показана на рис. 9.7,б [41, 43].

Режим работы агрегата в мощной ЭЭС. В этом режиме регулирование мощности агрегата происходит при постоянстве частоты, поэтому модель эквивалентного агрегата должна отражать изменение мощности эквивалентного генератора под влиянием изменения угла вектора ЭДС генератора δ по отношению к вектору напряжения в опорной точке электроэнергетической системы.

Исследование переходных процессов обычно проводится при работе эквивалентного агрегата через линию высокого напряжения на шины бесконечной мощности — в одномашинной схеме или в двухмашинной схеме (см. гл. 11). При моделировании используется линеаризованное дифференциальное уравнение, определяющее ускорение при изменении мощности,

$$\frac{T_{J, \text{эк}}}{\omega_{\text{ном}}} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_T - \Delta P_G, \quad (9.9)$$

где $T_{J, \text{эк}}$ — эквивалентная постоянная времени инерции вращающихся масс в ЭЭС; ΔP_T ; ΔP_G — приращения мощностей эквивалентных турбин и генератора.

Приращение мощности эквивалентного генератора определяется линеаризованным дифференциальным уравнением, записанным в операторной форме

$$\Delta P_G(p) = \frac{k_d}{\omega_{\text{ном}}} p \Delta \delta + \frac{\partial P_G}{\partial \delta} \Delta \delta,$$

где первый член правой части учитывает появление мощности, обусловленной асинхронным моментом, а второй — изменение синхронной мощности эквивалентного генератора.

Приращение мощности эквивалентной турбины определяется из уравнения (9.9), записанного в операторной форме

$$\Delta P_T(p) = \frac{T_{J, \text{эк}}}{\omega_{\text{ном}}} p^2 \Delta \delta + \frac{k_d}{\omega_{\text{ном}}} p \Delta \delta + \frac{\partial P_T}{\partial \delta} \Delta \delta. \quad (9.10)$$

Передаточная функция эквивалентного агрегата в данном режиме записывается в виде

$$W_{\text{э. эк}}(\bar{p}) = \frac{\Delta P_r(\bar{p})}{\Delta P_r(\bar{p})} = \frac{k_{\text{д}p} + \frac{\partial P_r}{\partial \delta} \omega_{\text{ном}}}{T_{J, \text{эк}} p^2 + k_{\text{д}p} + \frac{\partial P_r}{\partial \delta} \omega_{\text{ном}}}. \quad (9.11)$$

Приведенные соотношения для моделей агрегатов в различных режимах работы позволяют проводить исследование переходных процессов в АСРЧ и М [46].

9.3. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИН

Общие сведения

Для регулирования частоты вращения и развиваемой мощности, а также для выполнения ряда других функций все паровые и гидравлические турбины снабжаются автоматическими регуляторами частоты вращения. Регуляторы частоты вращения турбин функционируют по различным принципам и имеют разнообразные выполнения и конструктивные решения для разного типа турбин. Классификация регуляторов весьма разнообразна, однако можно выделить три основные группы: гидромеханические, гидродинамические и электрогидравлические регуляторы.

Регуляторы первой и второй групп применяются для паровых турбин. В последнее время для мощных паровых турбин регуляторы дополняются электрическими приставками для ввода в систему регулирования корректирующих параметров, реализуемых в виде электрических сигналов. Для гидравлических турбин вместо ранее повсеместно применявшихся регуляторов первой группы поставляются электрогидравлические регуляторы.

Основные функции регулятора частоты вращения: 1) регулирование частоты вращения по принятому закону; 2) ограничение возможных увеличений частоты вращения в переходных процессах; 3) пуск и остановка турбин; 4) изменения частоты вращения при синхронизации генераторов; 5) распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами; 6) режимные ограничения мощности турбин; 7) участие в регулировании мощности турбин.

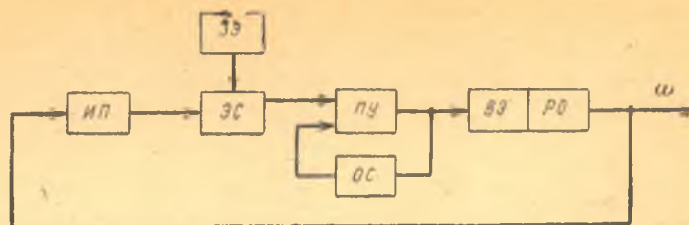


Рис. 9.8. Функциональная схема АРЧВ.

Функции, выполняемые регуляторами, зависят от типа турбин. Для паровых турбин основное назначение регулятора определяется его названием — регулировать частоту вращения в нормальных режимах работы турбоагрегата. Большое внимание при конструировании регуляторов для паровых турбин уделяется второй функции, поскольку лопаточный аппарат турбин может быть поврежден при разгоне турбины во время отключения генератора от сети. Регуляторы паровых турбин выполняют также четвертую, пятую и седьмую функции.

Регуляторы частоты вращения гидравлических турбин выполняют все перечисленные функции. Ограничение частоты вращения в переходных процессах особого внимания не уделяется, так как гидравлические турбины допускают относительно большие угонные скорости (до 140%).

Структура автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ) несложна и соответствует в большей части случаев структуре пропорциональных регуляторов (см. гл. 6). Основные элементы АРЧВ (рис. 9.8): измерительный преобразователь *ИП*, предписывающий (задающий) элемент *ЗЭ*, элемент сравнения (сумматор) *ЭС*, преобразовательно-усилительный элемент *ПУ*, элементы обратных связей *ОС*. Воздействует АРЧВ на воспринимающий элемент *ВЭ* (регулирующий орган) регулируемого объекта *РО* турбины. У паровых турбин — это распределительные и дросселирующие клапаны, у гидравлических турбин — направляющий аппарат.

Для агрегатов, снабженных АРЧВ, зависимость между скоростными показателями n , ω , f и мощностью генератора P_g , турбины P_t или положением регулирующего органа в установившемся режиме называется статической характеристикой регулирования. Регулирование ча-

стоты в зависимости от развиваемой агрегатом мощности может осуществляться по законам статического — характеристика 2 или астатического — характеристика 1 регулирования (рис. 9.9,а). Для паровых турбин, как

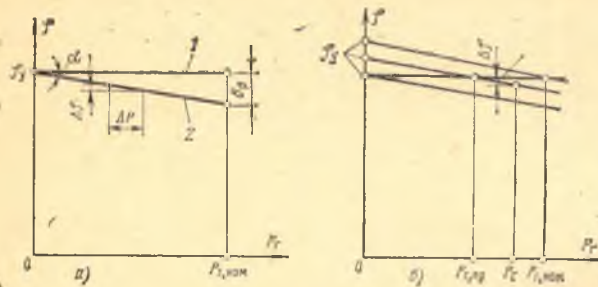


Рис. 9.9. Статическая характеристика агрегата с АРЧВ.

а — законы регулирования; б — астатическое регулирование частоты статическим АРЧВ.

правило, используется закон статического регулирования, а у гидравлических турбин могут реализовываться оба закона.

Основным показателем статической характеристики регулирования является коэффициент статизма, равный

$$k_{ст} = \frac{\Delta f_*}{\Delta P_*}, \quad (9.12)$$

где Δf_* — изменение частоты, отн. ед., $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_{ном}}$;

ΔP_* — изменение мощности, отн. ед., $\Delta P_* = \frac{\Delta P}{P_{ном}}$.

Статические характеристики регулирования обычно строятся в относительных координатах. Коэффициент статизма может быть переменным, если статическая характеристика нелинейна.

Кроме коэффициента статизма используется понятие остаточной неравномерности (δ_p). Для линейных статических характеристик в относительных единицах понятия коэффициента статизма и остаточной неравномерности, выраженной как относительное изменение частоты при изменении нагрузки от нуля до номинального значения ($\Delta P_* = 1$), совпадают (рис. 9.9,а). Из графика видно, что коэффициент статизма, как указывалось в гл. 8, определяется углом наклона α характеристики, $k_{ст} = \operatorname{tg} \alpha$.

Все регуляторы снабжаются механизмом для изменения уставки, под которой понимается поддерживаемая регулятором (предписанная) частота вращения в режиме холостого хода. Этот механизм обеспечивает перемещение статической характеристики регулирования в соответствии с принятой уставкой (рис. 9.9,б).

Для изменения уставки регулятора требуется внешнее воздействие на указанный механизм. При синхронизации генераторов для подгонки его частоты к частоте сети воздействуют на механизм изменения уставки вручную или уравниателем частот автоматического синхронизатора (см. гл. 2).

В литературе по регулированию турбин рассматриваемый механизм носит различные названия: синхронизатор, механизм управления турбиной (МУТ), механизм изменения частоты вращения (МИЧВ), механизм изменения частоты (МИЧ). Ниже используются названия МИЧВ или МИЧ и механизм изменения мощности (МИМ), если он имеется в регуляторе, независимо от первого механизма. Автоматические регуляторы паровых турбин имеют неизменный коэффициент статизма, а регуляторы гидравлических турбин — специальный механизм для изменения остаточной неравномерности (МОН).

Рассмотренные законы регулирования могут быть представлены аналитически выражением

$$\Delta f + k_{ст} (P_r - P_{г,пр}) = 0, \quad (9.13)$$

где P_r — истинная мощность, развиваемая генератором; $P_{г,пр}$ — предписанная (заданная) мощность.

Под предписанной мощностью понимается ее значение при номинальной частоте и данном положении статической характеристики, а следовательно, при заданной уставке АРЧВ (рис. 9.9,б). Закон статического регулирования имеет место при $P_{г,пр} = \text{const}$. Закон астатического регулирования частоты ($\Delta f = 0$) реализуется изменением $P_{г,пр}$ путем внешнего воздействия на МИЧВ от АСРЧМ, осуществляющей вторичное регулирование.

Гидромеханический АРЧВ

В соответствии с приведенной на рис. 9.8 структурной схемой может быть выполнен простейший гидромеханический АРЧВ, который находит применение на паровых турбинах малой мощности. Принципиальная

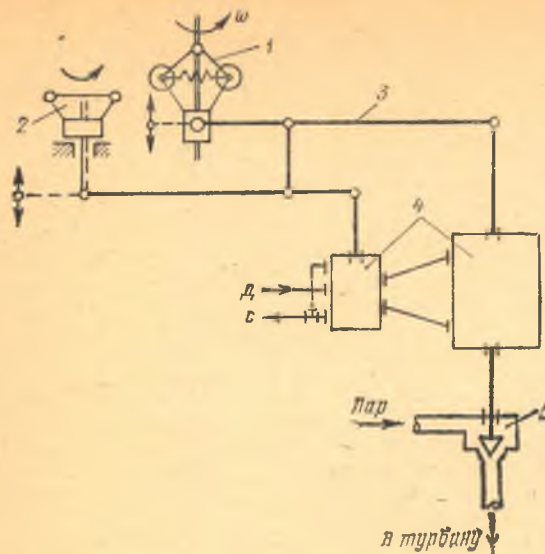


Рис. 9.10. Простейший гидромеханический АРЧВ.

d — линия давления рабочей жидкости; c — линия слива рабочей жидкости.

схема такого регулятора показана на рис. 9.10, где в качестве измерительного преобразователя служит центробежный маятник 1, предписывающим элементом —

МИЧВ 2, сумматором — главный рычаг 3, а преобразовательно-усилительным элементом — гидравлический двигатель с золотниковым управлением 4. Жесткая отрицательная обратная связь реализована механической связью двигателя с сумматором 3. Гидравлический двигатель воздействует на паровпускной клапан турбины 5.

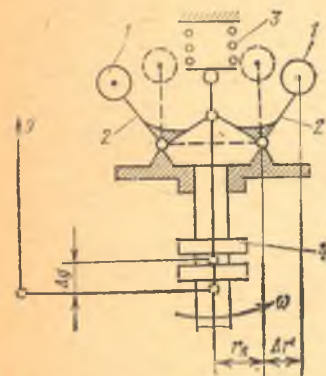


Рис. 9.11. Центробежный маятник.

Для изучения способов реализации законов регулирования частоты и мощности с помощью АРЧВ и основных критериев их устойчивости при

переходных процессах необходимо знать характеристики отдельных элементов регулятора. Ниже рассмотрены действие и основные динамические характеристики элементов гидромеханического АРЧВ.

Центробежный маятник (рис. 9.11). Механический измерительный преобразователь в виде центробежного маятника состоит из грузов 1, рычажной передачи 2, пружины 3 и муфты 4 и преобразует угловую частоту вращения ω в перемещение муфты вдоль координаты y при изменении ω .

Упрощенное уравнение сил, действующих на муфту маятника, записывается в виде

$$m\omega^2(r_n + \Delta r)\lambda - ky = \psi(\omega, y), \quad (9.14)$$

где m — масса маятника; r_n — начальный радиус вращения; Δr — приращение радиуса при смещении грузов; k — коэффициент жесткости пружины; λ — коэффициент пропорциональности между радиусом вращения r и координатой y .

При постоянстве ω имеет место равновесие сил и $\psi(\omega, y) = 0$, а при нарушении равновесия и отклонения координат $\Delta\omega$ и Δy возникает приращение функции $\Delta\psi(\omega, y)$, равное сумме силы инерции и силы демпфирования:

$$\Delta\psi(\omega, y) = m \frac{d^2\Delta y}{dt^2} + d \frac{d\Delta y}{dt}. \quad (9.15)$$

Если разложить $\Delta\psi(\omega, y)$ в ряд Тейлора по степеням $\Delta\omega$ и Δy и ограничиться линейной частью, то соотношение (9.15) примет вид:

$$\left(\frac{\partial\psi}{\partial\omega}\right)_{\omega_0} \Delta\omega + \left(\frac{\partial\psi}{\partial y}\right)_{y_0} \Delta y = m \frac{d^2\Delta y}{dt^2} + d \frac{d\Delta y}{dt}.$$

Значения коэффициентов $\left(\frac{\partial\psi}{\partial\omega}\right)_{\omega_0}$ и $\left(\frac{\partial\psi}{\partial y}\right)_{y_0}$ определяются из уравнения (9.14).

Переходя к относительным приращениям координат

$$\eta = \frac{\Delta y}{y_{\max}} \quad \text{и} \quad \varphi = \frac{\Delta\omega}{\omega_{\text{ном}}},$$

можно получить дифференциальное уравнение движения маятника

$$T_m T_d \eta'' + T_d \eta' + \delta_m \eta = \varphi, \quad (9.16)$$

где T_m — постоянная времени инерции маятника; T_d — постоянная времени демпфирования; δ_m — остаточная неравномерность маятника,

$$\delta_m = \frac{\omega_{\max} - \omega_{\min}}{\omega_{\text{ном}}};$$

$\omega_{\max}$; $\omega_{\min}$ — максимальное и минимальное значения угловой частоты вращения, на которые рассчитывается маятник.

В тех случаях, когда из-за малых T_m и T_d нет необходимости учитывать переходный процесс, обусловленный инерционными силами и силами демпфирования, (9.16) упрощается:

$$\delta_m \eta = \varphi. \quad (9.17)$$

При этом передаточная функция измерительного преобразователя записывается в виде

$$W_m(\bar{p}) = \frac{\eta(\bar{p})}{\varphi(\bar{p})} = \frac{1}{\delta_m}. \quad (9.18)$$

В регуляторах паровых турбин для улучшения процесса регулирования кроме измерительного преобразователя координаты ω применяют преобразователь ускорения $\frac{d\omega}{dt}$, создавая комбинированный механический измерительный преобразователь путем их соединения механическим сумматором.

Преобразовательно-усилительный механизм. Система регулирования турбин не может функционировать без большого усиления регулирующего воздействия, так как для перемещения клапанов

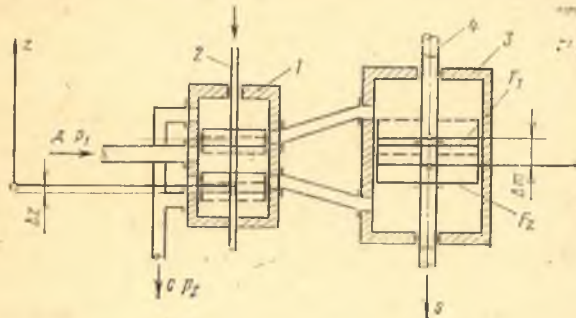


Рис. 9.12. Гидравлический двигатель.

в устройстве парораспределения паровой турбины или перемещения направляющего аппарата гидравлической турбины требуются большие усилия, измеряемые тоннами. Для такого усиления используются гидравлические усилители и двигатели, в которых в качестве рабочей жидкости применяется масло под давлением. В последнее время для мощных паровых турбин с целью повышения пожаробезопасности начинают применять невоспламеняющиеся жидкости.

Гидравлический двигатель. Гидравлический двигатель состоит из золотника управления и собственно гидравлического двигателя. В системах регулирования турбин используются отсечные и проточные золотники.

Ниже рассмотрен гидравлический двигатель с отсечным золотником управления, упрощенно изображенный на рис. 9.12. Золотник состоит из буксы 1 и двухтарельчатого поршня 2. В буксе среднее левое окно соединено с источником рабочей жидкости, находящейся под давлением p_1 . Верхнее и нижнее левые окна со-

единены со сливным резервуаром, давление в котором близко к атмосферному ($p_2 \approx 0$). Правые окна в буксе соединены с верхней и нижней полостями гидравлического двигателя. Собственно гидравлический двигатель состоит из цилиндра 3 и поршня со штоком 4.

Когда отсутствует управляющее воздействие на поршень золотника, он находится в нейтральном положении и его тарелки перекрывают правые окна буксы, отсекая их трубопроводы от источника рабочей жидкости. Практически несжимаемая рабочая жидкость предотвращает перемещение поршня под воздействием усилия S , возникающего на регулирующем органе. При смещении штока золотника (изменении координаты z) частично или полностью открываются его окна и масло под давлением p_1 попадает в одну полость цилиндра, в то время как другая полость через верхнее или нижнее окно соединяется со сливом и давление там падает до p_2 . Начинается перемещение поршня двигателя и изменение координаты m , которое происходит до тех пор, пока открыты правые окна золотника, т. е. пока есть отклонение координаты Δz от нейтрального значения. Перемещение поршня двигателя прекратится, когда поршень золотника вернется в нейтральное положение или когда поршень двигателя придет в крайнее положение, определяемое его рабочим ходом.

По принципу действия гидравлический двигатель интегрирует управляющее воздействие. Уравнение движения поршня двигателя может быть получено из следующих соотношений:

уравнения равновесия сил на поршне $F_1 p_1 = F_2 p_2 - S$, где F_1 , F_2 — площади поршня в верхней и нижней полостях (в общем случае различные), далее принимается $F_1 = F_2 = F$;

уравнения расхода масла при открытом окне золотника и движении поршня $F dm = nk(p_1 - p_2) dt$, где n — открытое сечение золотника; k — коэффициент связи скорости перетекания масла и давления.

Решение указанных уравнений определяет скорость движения поршня $m' = \frac{dm}{dt}$ как функцию n . Переходя к относительным приращениям координат

$$\mu = \frac{\Delta m}{m_{max}}; \quad \sigma = \frac{\Delta n}{n_{max}},$$

где m_{max} — максимальный рабочий ход поршня; n_{max} — максимальное открытие сечения золотника; и учитывая, что $m' = m_{max} \mu'$, можно получить уравнение движения поршня двигателя

$$T_d \mu' = \sigma, \quad (9.19)$$

где T_d — постоянная времени двигателя.

Полученное дифференциальное уравнение движения подтверждает, что гидравлический двигатель является интегрирующим звеном с передаточной функцией (см. гл. 6)

$$W_d(\bar{p}) = \frac{\mu(\bar{p})}{\sigma(\bar{p})} = \frac{1}{T_d \bar{p}}. \quad (9.20)$$

Гидравлический усилитель. Гидравлический двигатель, снабженный механизмом выключения (жесткой отрицательной обратной

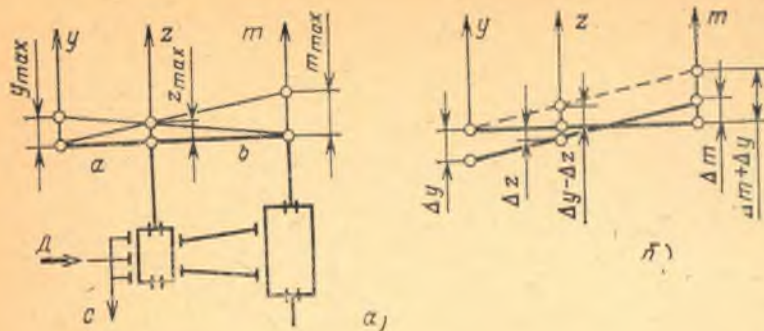


Рис. 9.13. Гидравлический усилитель.

a — геометрические соотношения для базисных значений координат; b — геометрические соотношения для приращений координат.

связью), превращается в гидравлический усилитель. Выключение в механической системе осуществляется суммирующим рычагом (рис. 9.13,а), на котором могут быть зафиксированы три координаты: y — в точке приложения управляющего воздействия; z — в точке присоединения золотника; m — в точке, фиксирующей изменение положения поршня двигателя.

Координата z является функцией y и m . На рис. 9.13,а показаны геометрические соотношения, позволяющие найти взаимосвязь базисных значений координат y_{max} , z_{max} , m_{max} :

$$\frac{z_{max}}{y_{max}} = \frac{b}{a+b}, \quad \frac{z_{max}}{m_{max}} = \frac{a}{a+b}.$$

Из соотношений для приращений Δy , Δz , Δm , показанных на рис. 9.13,б, может быть получена искомая функциональная зависимость

$$\Delta z = \Delta y \frac{b}{a+b} - \Delta m \frac{a}{a+b}.$$

Из приведенных выражений, переходя к относительным приращениям координат, можно получить уравнение движения золотника

$$\sigma = \eta - \mu. \quad (9.21)$$

Подстановка значений σ в (9.19) определяет дифференциальное уравнение движения гидравлического усилителя

$$T_d \mu' + \mu = \eta. \quad (9.22)$$

Гидравлический усилитель является инерционным звеном первого рода с передаточной функцией (см. гл. 6)

$$W_d(p) = \frac{\mu(p)}{\eta(p)} = \frac{1}{T_d p + 1}. \quad (9.23)$$

Механизм изменения частоты вращения. Как указывалось, для изменения уставки регулятора и перемещения его статической характеристики на нем устанавливается МИЧВ. Одним из способов выполнения МИЧВ показан на рис. 9.14. Рукоятка механизма 1 при вращении перемещает вверх и вниз шток 2, который в свою очередь перемещает рычаг-повторитель 3 главного рычага сумматора 4. Нейтральному положению золотника 5 соответствуют различ-

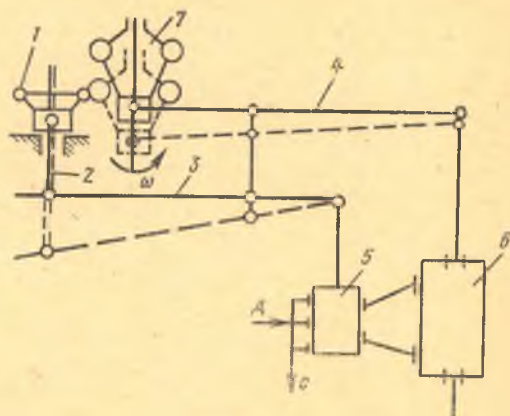


Рис. 9.14. Иллюстрация принципа действия МИЧВ.

ные положения штока поршня двигателя 6 и муфты маятника 7. На рис. 9.14 пунктиром показано положение механизма регулятора при сниженной частоте вращения.

Совместное решение уравнений измерительного преобразования (9.17) и гидравлического усилителя (9.22) позволяют получить дифференциальное уравнение движения регулятора:

$$T_d \mu' + \mu = \frac{1}{\delta_m} \varphi. \quad (9.24)$$

Передаточная функция регулятора записывается в виде

$$W_p(\bar{p}) = \frac{\mu(\bar{p})}{\varphi(\bar{p})} = \frac{1}{\delta_m (T_d \bar{p} + 1)}. \quad (9.25)$$

Уравнение движения регулятора (9.24) позволяет сделать вывод, что в установившемся режиме ($\mu' = 0$) каждому положению регулирующего органа μ соответствует определенное значение частоты вращения φ , т. е. рассмотренный регулятор функционирует по закону статического регулирования.

Регуляторы частоты вращения паровых турбин большой мощности

Для паровых турбин агрегатов большой мощности АРЧВ выполняются на гидромеханическом и гидродинамическом принципах и обычно являются органической частью механизмов турбины. Регуляторы выполняют функцию статического регулирования частоты вращения турбины с нерегулируемым коэффициентом статизма около 4—6%. Как видно из показанной на рис. 9.15 статической характеристики регулирования, коэффициент статизма меняется при изменении нагрузки турбины. При малых нагрузках и в режиме холостого хода статизм несколько больше, чем в диапазоне нагрузок, близких к номинальной, этим обеспечивается устойчивость в режиме холостого хода и малых нагрузок, когда синхронизирующая мощность генератора отсутствует или мала.

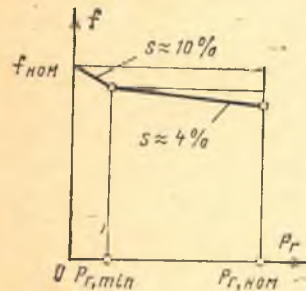


Рис. 9.15. Статическая характеристика регулирования паровой турбины с АРЧВ.

Для измерения частоты вращения паровой турбины обычно используются центробежные маятники различных конструкций. В гидромеханических регуляторах связь между маятником и гидравлическими усилителями

механическая (рычажная) (см. рис. 9.10). В гидродинамическом регуляторе, структурная схема которого изображена на рис. 9.16, перемещение муфты маятника 1, фиксирующее отклонение частоты вращения $\pm \Delta \omega$, с помощью измерительного преобразователя (ИП) 2 типа «сопло — заслонка» преобразуется в отклонение давления рабочей жидкости (масла) $\pm \Delta p$ в импульсной линии (ИЛ). Отклонение давления в ИЛ1 обуславливает перемещение гидравлического усилителя ГУ1 и изменение давления в ИЛ2 второго каскада гидравлического усиления, что в свою очередь вызывает перемещение штоков гидравлических усилителей ГК1, установленных на регулирующих клапанах б турбины, и изменяет количество пара, вводимого через них в турбину. Осуществляется закон статического регулирования. Механизм

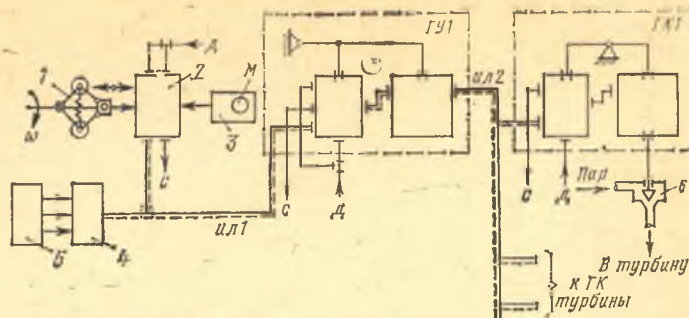


Рис. 9.16. Принципиальная схема АРЧВ паровой турбины большой мощности.

изменения частоты вращения Z воздействует на измерительный преобразователь и имеет дистанционное управление (электродвигатель M).

Принципиальная схема гидравлического усилителя первого каскада усиления (ГУ1) показана на рис. 9.17. Он состоит из гидравлического двигателя с односторонним подводом масла в верхнюю полость над поршнем. Перемещение поршня вниз должно соответствовать набору нагрузки турбиной, т. е. открытию ее регулирующих клапанов, а перемещение вверх под воздействием пружины — сбросу нагрузки и закрытию клапанов. Усилие, развиваемое пружиной, реализуется быстрее, что обеспечивает ограничение повышения частоты вращения турбины при частичных или полных сбросах нагрузки как в установившемся, так и в переходном режимах. Управление гидравлическим двигателем осуществляет отсечный золотник с подвижной буксой 1, имеющей дифференциальный поршень. На большую поверхность поршня F_2 воздействует масло, подаваемое из импульсной линии под давлением p_2 . На меньшую поверхность F_1 воздействует масло под давлением p_1 , создаваемым маслоснасосом.

Внутри буксы 1 перемещается двухтарелочный поршень отсечного золотника 2, обеспечивающий жесткую обратную связь по перемещению двигателя. При номинальной частоте вращения буксы и поршень золотника находятся в состоянии покоя, поскольку силы, действующие на дифференциальный поршень, уравновешены $F_1 p_1 = F_2 p_2$. Окна буксы перекрыты тарелками поршня.

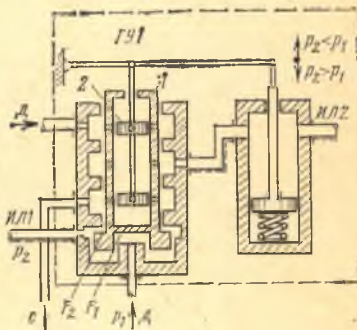


Рис. 9.17. Гидравлический усилитель в АРЧВ паровой турбины.

При изменении частоты вращения под воздействием ИП давление в импульсной линии p_2 меняется и букса перемещается вверх или вниз, соединяя верхнюю камеру гидравлического двигателя с линией масла под давлением или с линией слива масла. Поршень двигателя следует за буксой. Рычаг обратной связи перемещает поршень золотника на закрытие окон буксы, в результате чего прекращается движение поршня двигателя. В пространстве над поршнем устанавливается новое давление масла, отличное от предыдущего, такое же давление устанавливается и в ИЛ2 идущей к гидравлическому усилителю второго каскада ГК1. Поршень усилителя ГК1 механически соединен с одним из регулирующих клапанов турбины (см. рис. 9.16).

На паровых турбинах большой мощности с промежуточным перегревом пара АРЧВ дополняется электроприставкой 5 (см. рис. 9.16), которая через электрогидравлический преобразователь (ЭГП) 4 подключается к импульсной линии ИЛ1 турбины. Электроприставка содержит ряд измерительных преобразователей, которые через выходной дифференциальный усилитель действуют на ЭГП.

С помощью электроприставки в АРЧВ турбины могут вводиться различные регулирующие воздействия, обеспечивающие: регулирование частоты вращения по ускорению, ограничение мощности турбины по давлению свежего пара, аварийное закрытие клапанов турбины при отключении генератора, аварийное регулирование мощности турбины для предотвращения нарушения динамической устойчивости, ограничение мощности по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме, автоматическое изменение статизма регулятора. Электроприставка поставляется комплектно с АРЧВ.

Электрогидравлические регуляторы для гидравлических турбин

В 50-х годах в мировой практике гидромашиностроения начали применяться электрогидравлические регуляторы (ЭГР). Практика использования ЭГР показала их высокую чувствительность, надежность и возможность реализации различных законов регулирования.

В настоящее время гидромашиностроительные фирмы выпускают ЭГР следующих модификаций [41]:

1. Изодромные регуляторы с гибкой (ГОС) и жесткой (ЖОС) обратными связями по положению главного или вспомогательного двигателя (гидродвигателя).

3. Регуляторы с воздействием по отклонению частоты и изменению интегральной функции от отклонения частоты (ПИ-регуляторы).

4. Регуляторы, использующие отклонение частоты, ее производную и интегральную функцию (ПИД-регуляторы).

в гидромеханической колонке (ГМК). Связь между панелью электрооборудования и ГМК до последнего времени осуществлялась с помощью электрогидравлического преобразователя (ЭГП), обладающего относительно малой мощностью электрического элемента. В последних конструкциях начали применяться более мощные электромашинные преобразователи.

345

тахогенератора GH , расположенного на валу агрегата. Тахогенератором служит трехфазный синхронный генератор с частотой 50 Гц и возбуждением постоянными магнитами.

Измерительный орган 1 отклонения частоты от номинального значения выполнен с помощью резонансного контура LC [9]. Знак и значение Δf преобразуются в напряжение переменного тока, изменяющееся по амплитуде и фазе. Суммирование сигналов от измерительного органа, механизма изменения частоты и жесткой отрицательной обратной связи осуществляется на переменном токе в сумматоре 2 . Преобразование суммарного сигнала в сигнал постоянного тока происходит в фазочувствительном выпрямителе (схеме сравнения фаз [9]) 3 , с выхода которого он поступает в выходной электрический усилитель 4 , выполненный как двухтактный двухкаскадный магнитный усилитель с выходом на постоянном токе. На вход усилителя кроме суммарного сигнала подаются сигналы от электрического изодрома, реализующего гибкую отрицательную обратную связь, и устройства группового регулирования активной мощности (ГРАМ).

Электрический изодром 9 выполнен с помощью дифференцирующего контура, постоянная времени изодрома T_i устанавливается резистором. При переходе из режима холостого хода в нагрузочный режим необходимо существенно менять параметры изодрома. Поэтому обычно он выполняется с двумя дифференцирующими контурами R_1C_1 , R_2C_2 . Переключение контуров производит реле 10 — повторитель реле положения выключателя синхронного генератора.

Сельсин $BG3$ обратной связи 5 работает в трансформаторном режиме и преобразует положение промежуточного гидравлического двигателя в ГМК в напряжение переменного тока, поступающее в сумматор 6 . Жесткая обратная связь реализуется на переменном токе через резистор 7 , а для создания сигнала ГОС на электрический изодром должно подаваться выпрямленное напряжение, для этого используется выпрямитель 8 , через который подается и предписывающий сигнал от механизма изменения мощности 12 . Оба указанных механизма — МИЧ 11 и МИМ 12 выполнены с помощью сельсинов $BG1$ и $BG2$, работающих в трансформаторном режиме и имеющих дистанционное управление, осуществ-

вляемое электродвигателями $M1$ и $M2$ со встроенными редукторами.

Упрощенная функциональная схема ГМК показана на рис. 9.19.

Электрогидравлический преобразователь 1 типа «сопло — заслонка» через рычаг 2 и распор 3 управляет золотником 4 гид-

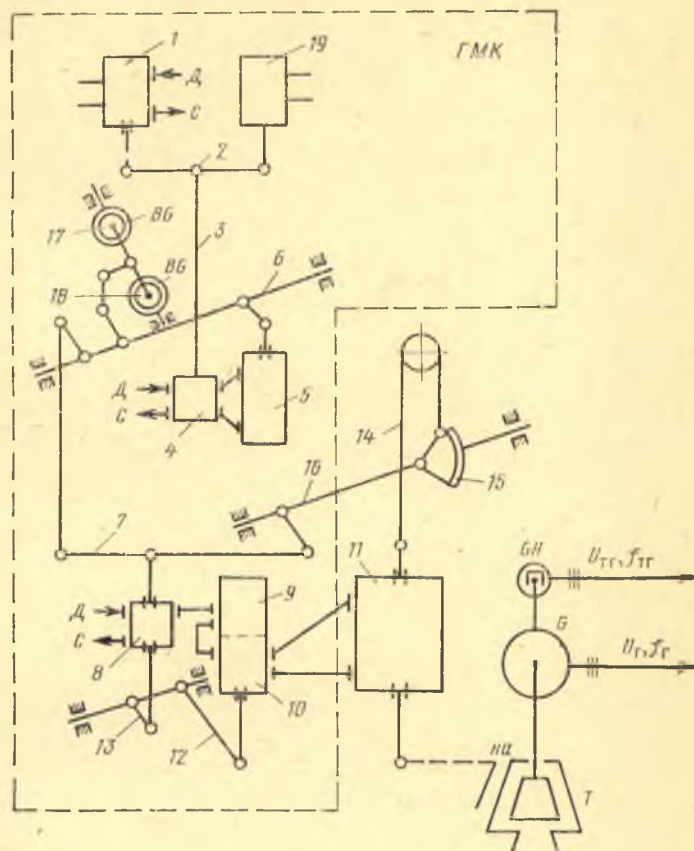


Рис. 9.19. Упрощенная принципиальная схема гидромеханической колонки АРЧВ ЭГР-2М.

равлического двигателя 5 первой ступени усиления мощности. Управляющее воздействие на вторую ступень усиления передается через промежуточный вал 6 и рычажную связь 7. Вторую ступень усиления мощности образуют: золотник 8 вспомогательного гид-

гидравлического двигателя 9 и совмещенный с ним главный золотник 10, управляющий главным гидравлическим двигателем 11. Обратная связь от главного гидравлического двигателя на вал выключателя 16 и рычажную передачу 7 создается тросом 14, натяжение которого обеспечивается грузом 15, укрепленным на валу выключателя 16. Обратная связь главного золотника на буксу золотника 8 создается через рычажные связи 12 и 13 и промежуточный вал. Обратную связь с панелью электрооборудования и устройством ГРАМ по положению гидравлического двигателя 5 обеспечивают сельсины 17 и 18.

Механизм ограничения открытия 19 с дистанционным управлением используется для автоматизации пуска и остановки гидроагрегата.

В разных конструкциях ЭГР интегрирующим элементом для реализации закона астатического регулирования служит или промежуточный, или основной ги-

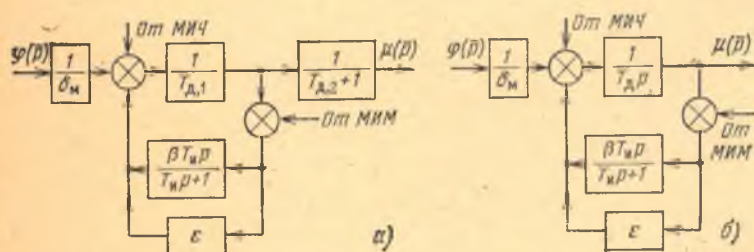


Рис. 9.20. Упрощенная структурная схема АРЧВ.

а — структурная схема изодромного АРЧВ ЭГР-2М; б — упрощенная структурная схема изодромного АРЧВ.

дравлический двигатель. В зависимости от этого структурные схемы содержат инерционное и интегрирующее звенья с постоянными времени $T_{д,1}$ для промежуточного и $T_{д,2}$ для основного гидродвигателей. Структурная схема АРЧВ типа ЭГР-2М показана на рис. 9.20,а. Для выяснения динамических свойств изодромного ЭГР целесообразно воспользоваться упрощенной структурной схемой регулятора с обратной связью по положению основного гидродвигателя при условии, что влиянием инерционного звена, моделирующего промежуточный гидродвигатель, можно пренебречь. В этом случае структурная схема изодромного ЭГР примет вид, изображенный на рис. 9.20,б.

Передаточная функция ЭГР-2М записывается в виде

$$W_p(\bar{p}) = \frac{\mu(\bar{p})}{\varphi(\bar{p})} = \frac{T_n p + 1}{\delta_m \{T_n T_d p^2 + [T_d + (\beta_n + \varepsilon) T_n] p + \varepsilon\}}, \quad (9.26)$$

где T_n , β_n — постоянная времени и коэффициент интенсивности изодрома; δ_m — остаточная неравномерность (статизм) измерительного органа; ε — коэффициент передачи ЖОС.

В режиме астатического регулирования, когда $\varepsilon=0$,

$$W_p(\bar{p}) = \frac{T_n p + 1}{\delta_m (T_n T_d p + T_d + \beta_n T_n) p}. \quad (9.27)$$

Если в последних двух членах вынести T_n и, обозначив $\left(\beta_n + \frac{T_d}{T_n}\right) = \gamma$, вынести за скобки $T_n \gamma$, то (9.27) можно записать в следующем виде [46]:

$$W_p(\bar{p}) = \left(\frac{1}{\delta_{вр}} + \frac{1}{\delta_{вр} T_n p} \right) \left(\frac{1}{\frac{T_d}{\gamma} p + 1} \right), \quad (9.28)$$

где $\delta_{вр} = \delta_m \gamma$ — временная неравномерность регулятора.

Изодромный регулятор при $\varepsilon=0$ является пропорционально-интегральным (ПИ) регулятором с уменьшенной постоянной времени гидродвигателя.

Пропорционально - интегрально - дифференциальный АРЧВ типа ЭГР-И для радиально-осевой гидротурбины [41]. Упрощенная функциональная схема панели электрооборудования ЭГР-И показана на рис. 9.21. Питание панели и обеспечение информацией выполнено так же, как и у панели ЭГР-2М.

Измерительный орган 1 отклонения частоты от номинального значения выполнен с помощью контура RC (двойной Т-образный мост) [9]. Знак и значение Δf преобразуются в соответствующие изменения амплитуды и фазы переменного напряжения. Для получения сигнала производной отклонения частоты это напряжение выпрямляется в фазочувствительном выпрямителе 2 и поступает в дифференцирующий RC -контур 3. Последую-

щее суммирование сигналов отклонения частоты и её производной, предписывающего сигнала от МИЧ и сигнала обратной связи от интегратора 5, поступающего через элементы 6 и 7, происходит на постоянном токе в сумматоре 4. Интегрирующий усилитель 5 охвачен гибкой стабилизирующей обратной связью 6 и жесткой 7, обеспечивающей требуемый статизм регулятора. Реле 8 производит переключение контуров RC при включении агрегата под нагрузку. Суммирование выходного сигнала усилителя 5, предписывающего сигнала от МИМ и формирование выходного электрического сигнала регулятора происходят на постоянном токе в сумматоре 9.

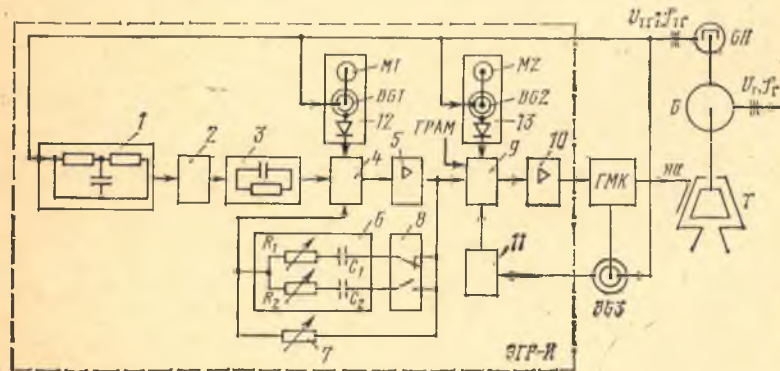


Рис. 9.21. Упрощенная принципиальная схема электрооборудования АРЧВ ЭГР-И.

Сумматор служит для суммирования сигнала регулятора, сигнала от устройства группового регулирования (ГРАМ) и сигнала отрицательной обратной связи по положению гидравлического двигателя направляющего аппарата в ГМК.

Усилитель-преобразователь мощности 10 работает как электромеханическая следящая система с выходным двухфазным асинхронным электродвигателем со встроенным редуктором и отрицательной обратной связью, которая образуется сельсином $BG3$, работающим в трансформаторном режиме, и фазочувствительным выпрямителем 11.

С валом электродвигателя жестко связан золотник гидроусилителя в ГМК.

Механизм изменения частоты вращения 12 и механизм изменения мощности МИМ 13 выполнены так же, как и у панели ЭГР-2М. Механизм изменения мощности имеет следящее устройство за положением регулирующего органа для предотвращения изменения мощности агрегата при переходе от группового регулирования к индивидуальному (на схеме не показано).

Как видно из схемы, роль интегрирующего звена в данном регуляторе выполняет электрический интегрирующий усилитель 5, а не гидравлический двигатель, как в ЭГР-2М, что почти полностью исключает зону нечувствительности и улучшает динамические свойства регулятора.

Пропорционально - интегрально - дифференциальный (ПИД) закон регулирования, принятый в регуляторе, обеспечивает лучший процесс регулирования частоты и мощности гидроагрегата. Гидромеханическая колонка в данном регуляторе выполняет роль следящей системы с мощным механическим воздействием на направляющий аппарат.

Структурная схема АРЧВ типа ЭГР-И показана на рис. 9.22, в соответствии с которой передаточная функция записывается в виде

$$W_{\text{раз}}(\bar{p}) = \frac{\mu(\bar{p})}{\varphi(\bar{p})} = \frac{(T_n \bar{p} + 1)(T_d + 1)}{T_d T_s \bar{p}^2 + [T_s + (\beta_d + \epsilon) T_d] \bar{p} + \epsilon}, \quad (9.29)$$

где T_n — постоянная времени цепи ускорения; T_d — постоянная времени цепи ГОС; T_s — постоянная времени интегрирующего усилителя; β_d — коэффициент интенсивности цепи ГОС.

В режиме астатического регулирования, когда $\epsilon=0$, и с учетом того, что постоянной времени T_s в знаменателе можно пренебречь, так как $T_d \gg T_s$, (9.29) преобразуется в следующий вид:

$$W_{\text{раз}}(\bar{p}) = \frac{T_n T_d \bar{p}^2 + (T_n + T_d) \bar{p} + 1}{T_d \beta_d} = \frac{T_n + T_d}{T_d \beta_d} + \frac{1}{\beta_d T_d \bar{p}} + \frac{T_n \bar{p}}{\beta_d}. \quad (9.30)$$

Из (9.30) видно, что АРЧВ типа ЭГР-И при $\epsilon=0$ является пропорционально-интегрально-дифференциальным регулятором.

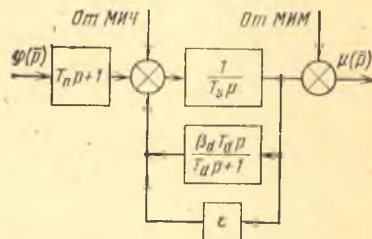


Рис. 9.22. Упрощенная структурная схема АРЧВ ЭГР-И.

Элементы электрической части ЭГР выполняются с использованием аналоговой техники по известным из соответствующей учебной дисциплины [9] схемам.

Регулирование частоты и мощности агрегата автоматическим регулятором частоты вращения

Рассмотренные регуляторы частоты вращения вместе с агрегатом образуют замкнутую автоматическую систему регулирования (АСР), где регулируемые величины являются частота переменного тока генератора или его мощность либо обе величины одновременно, что зависит от того, в каком из перечисленных ранее режимов агрегат работает.

Как всякая АСР, рассматриваемая система регулирования частоты и мощности (АСРЧ и М) должна удовлетворять требованиям устойчивости и качества изменения регулируемой величины в переходных и установившихся режимах.

При исследовании переходных процессов в АСРЧ и М обычно используются линейные модели ее элементов и

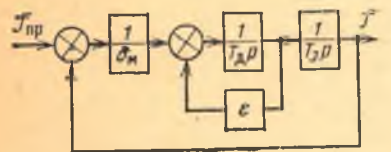


Рис. 9.23. Структурная схема АСРЧ и М с АРЧВ пропорционального действия для режима холостого хода агрегата.

линейная теория автоматического регулирования, изложенная в гл. 6. Переходные процессы исследуются для различных режимов работы агрегатов и электростанций [42, 46].

Ниже для примера рассмотрены некоторые аспекты этих исследований для режима холостого хода турбоагрегата, снабженного АРЧВ. Как говорилось, этот

режим является тяжелым с точки зрения поддержания устойчивости, так как у генератора отсутствует синхронизирующая мощность. Поэтому устойчивость должна обеспечиваться регулятором частоты вращения. Кроме того, должны быть созданы условия для подгонки частоты агрегата к частоте сети при его синхронизации. При этом желательно аperiодическое изменение частоты. Для обеспечения указанных требований должна быть определена нужная структура АРЧВ и параметры настройки. На рис. 9.23 приведена структурная схема

АСРЧ и М с простейшим статическим АРЧВ пропорционального действия с ЖОС по положению регулирующего органа.

Передаточная функция замкнутой АСР зависит от места приложения возмущения. Для режима холостого хода возмущением может служить изменение уставки АРЧВ, которое приложено к входу измерительного преобразователя, или сумматора.

Передаточная функция замкнутой АСРЧ и М для данной структурной схемы имеет вид:

$$W_{\text{зам}}(p) = \frac{1}{1 + \delta_m(T_d p + \epsilon) T_J p} \quad (9.31)$$

и позволяет определить некоторые соотношения для ее параметров.

Так, для рассматриваемой АСРЧ и М без обратной связи ($\epsilon=0$) характеристическое уравнение записывается в виде

$$1 + \delta_m T_d T_J p^2 = 0.$$

Условия устойчивости могут быть определены по его корням

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{\delta_m T_d T_J}}.$$

Корни мнимые без отрицательной вещественной части и процесс регулирования колебательный незатухающий, что позволяет сделать вывод о том, что такая структура АСР непригодна для регулирования агрегата в режиме холостого хода.

При наличии в АРЧВ только ЖОС, как это часто имеет место в регуляторах паровых турбин, характеристическое уравнение записывается в виде

$$1 + \delta_m T_d T_J p^2 + \delta_m \epsilon T_J p = 0.$$

Корни уравнения

$$p_{1,2} = \frac{-\delta_m \epsilon T_J \pm \sqrt{(\delta_m \epsilon T_J)^2 - 4\delta_m T_d T_J}}{2\delta_m T_d T_J}.$$

Процесс регулирования затухающий колебательный, так как действительная часть корней отрицательна.

Для создания апериодического переходного процесса необходимо выполнение следующего условия:

$$(\delta_m e T_J)^2 \geq 4 \delta_m T_d T_J,$$

которое определяет требование к коэффициенту статизма

$$k_{ст} = \delta_m \varepsilon = 2 \sqrt{\delta_m \frac{T_d}{T_J}}.$$

Для гидравлических турбин $T_d \approx T_J$ и $k_{ст} \geq 2 \sqrt{\delta_m}$. Если принять $\delta_m = 0,01$, то статизм АРЧВ должен быть около 20%, что недопустимо по требованиям, предъявляемым к АРЧВ. Поэтому для гидроагрегатов применяются изодромные астатические АРЧВ.

Для паровых турбин при $T_d \ll T_J$ необходимое значение коэффициента статизма укладывается в нормированный диапазон 4—6%, и АРЧВ паровых турбин выполняются без ГОС с нерегулируемым коэффициентом статизма $k_{ст} = 4 \div 6\%$.

9.4. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА АГРЕГАТОВ, СНАБЖЕННЫХ АРЧВ

Современные мощные электростанции имеют большое количество агрегатов, работающих параллельно на шины того или иного напряжения. Паровые турбоагрегаты тепловых электростанций, как указывалось, имеют статические АРЧВ, а гидроагрегаты большей частью снабжены АРЧВ с изодромным механизмом, которые могут обеспечить астатическое регулирование частоты. При параллельной работе агрегатов возникает проблема распределения мощности между ними в процессе регулирования частоты. Астатические АРЧВ не могут обеспечить закономерность в распределении активных нагрузок, что иллюстрируется графиками на рис. 9.24.

Два агрегата А1 и А2, статические характеристики которых показаны на рис. 9.24, а, имеют астатическую настройку АРЧВ с одинаковыми уставками, равными номинальному значению частоты.

Наличие погрешности в уставке, например АРЧВ второго агрегата, статическая характеристика которого А2 приводит к тому, что АРЧВ, имеющий уставку $f_{y,2} > f_{ном}$, увеличивает количество энергоносителя, вводимого в турбину, а следовательно, и его нагрузку до тех пор, пока не исчерпается его регулировочный диапазон. Если агре-

гаты работают в автономной системе, этот процесс может сопровождаться увеличением частоты до некоторого значения f и разгрузкой первого агрегата, для которого возникает условие $f > f_{y,1}$.

Статическая настройка АРЧВ обеспечит закономерность распределения нагрузок при любом установившемся значении частоты, поскольку частота в системе, где

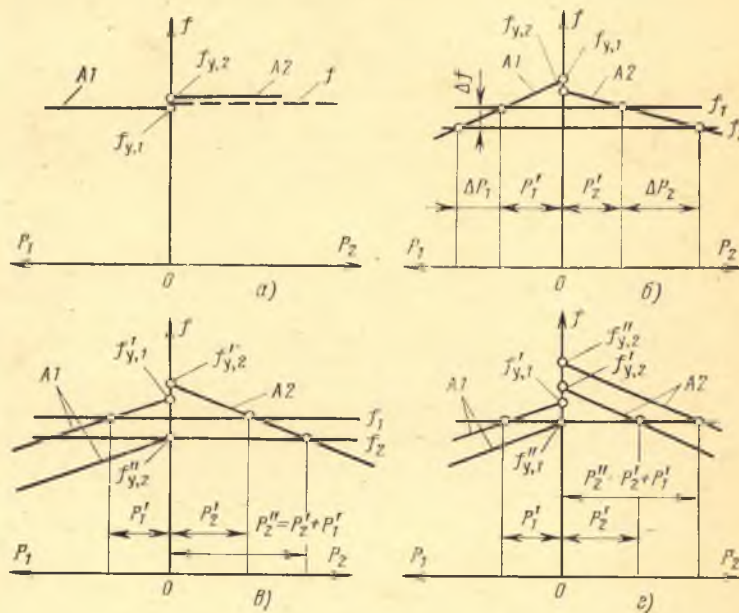


Рис. 9.24. Распределение нагрузок между двумя параллельно работающими агрегатами.

работает электростанция, едина и может служить общим параметром распределения. Сказанное иллюстрируется графиками на рис. 9.24,б, где изображены статические характеристики АРЧВ агрегатов, имеющих уставки $f_{y,1}$ и $f_{y,2}$ и коэффициенты статизма $k_{ст,1}$ и $k_{ст,2}$. При установившемся значении частоты f_1 нагрузки агрегатов будут P'_1 и P'_2 .

Для выяснения закономерности распределения следует определить изменение нагрузки каждого агрегата в именованных единицах при увеличении суммарной на-

грузки на ΔP и снижении частоты на Δf до значения f_1 по выражению (9.12)

$$\Delta P_1 = \Delta f_* \frac{P_{1, \text{ном}}}{k_{\text{ст}, 1}}; \quad \Delta P_2 = \Delta f_* \frac{P_{2, \text{ном}}}{k_{\text{ст}, 2}}; \quad \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2.$$

Совместное решение этих уравнений дает возможность получить следующие выражения:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{P_{1, \text{ном}} k_{\text{ст}, 2}}{P_{2, \text{ном}} k_{\text{ст}, 1}}, \quad (9.32)$$

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P}{1 + \frac{P_{1, \text{ном}} k_{\text{ст}, 2}}{P_{2, \text{ном}} k_{\text{ст}, 1}}}. \quad (9.33)$$

Выражение (9.32) определяет, что приращение нагрузки распределяется обратно пропорционально коэффициентам статизма. По (9.33) может быть найдено приращение нагрузки одного, например первого, агрегата как доля общего изменения нагрузки ΔP .

При параллельной работе n агрегатов в той же автономной системе соотношение между суммарным изменением нагрузки энергосистемы ΔP_c и изменением частоты в ней определится некоторым средневзвешенным значением коэффициента статизма системы $k_{\text{ст}, c}$ по выражению

$$\Delta P_c = \Delta f_* \frac{P_{c, \text{ном}}}{k_{\text{ст}, c}},$$

где

$$\Delta P_c = \sum_{i=1}^n \Delta P_i; \quad P_{c, \text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{i, \text{ном}};$$

i — текущий индекс агрегата, $1 \leq i \leq n$.

Записав для всех n агрегатов изменение их нагрузки в именованных единицах при изменении частоты на Δf_* по (9.12) и сложив изменение нагрузки всех агрегатов, можно получить соотношение

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = \Delta f_* \sum_{i=1}^n \frac{P_{i, \text{ном}}}{k_{\text{ст}, i}}$$

и расчетное выражение для коэффициента статизма системы

$$k_{\text{ст, с}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i, \text{ном}}}{n \sum_{i=1}^n \frac{P_{i, \text{ном}}}{k_{\text{ст, i}}}}, \quad (9.34)$$

а также выражение для приращения нагрузки одного, например первого, агрегата как доли общего изменения нагрузки энергосистемы

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P_{\text{с}}}{1 + \frac{k_{\text{ст, 1}}}{P_{1, \text{ном}}} \sum_{i=2}^n \frac{P_{i, \text{ном}}}{k_{\text{ст, i}}}}. \quad (9.35)$$

Коэффициент статизма энергосистемы есть величина переменная, зависящая от степени загрузки агрегатов. По мере роста нагрузки энергосистемы исчерпываются регулировочные диапазоны отдельных агрегатов и их коэффициенты статизма становятся равными $k_{\text{ст, i}} = \infty$. Тогда в (9.35) многочлен знаменателя уменьшается и статизм системы растет. Для определения изменения мощности в системе $\Delta P_{\text{с}}$ при изменении частоты на Δf_* следует учитывать регулирующий эффект нагрузки $k_{\text{н}}$ и соотношение между номинальной генерируемой мощностью $P_{\text{г, ном}}$ и номинальной мощностью нагрузки $P_{\text{н, ном}}$, вводя коэффициент резерва $\rho = \frac{P_{\text{г, ном}}}{P_{\text{н, ном}}}$. В этом случае соотношение для $\Delta P_{\text{с}}$ может быть записано в виде

$$\Delta P_{\text{с}} = -\Delta f_* P_{\text{н, ном}} \left(\frac{\rho}{k_{\text{ст, с}}} - k_{\text{н}} \right). \quad (9.36)$$

Очевидно, что когда регулировочный диапазон всех агрегатов будет исчерпан и $k_{\text{ст, с}} = \infty$, изменение мощности при изменении частоты будет определяться только регулирующим эффектом нагрузки.

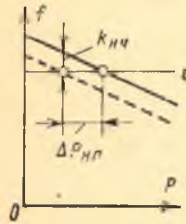
Пользуясь соотношением (9.33), можно показать, что при настройке АРЧВ двух из общего числа n агрегатов (А1 и А2) по астатическому закону ($k_{\text{ст, 1}} = 0$ и $k_{\text{ст, 2}} = 0$)

приращение нагрузки этих агрегатов будет неопределенным

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P}{1 + 0.00}; \quad \Delta P_2 = \frac{\Delta P}{1 + 0.00}; \quad \Delta P_3 = 0,$$

что подтверждает высказанное в начале параграфа утверждение.

Полученная закономерность распределения нагрузок при статическом регулировании частоты с помощью АРЧВ будет однозначной, если статические характеристики идеальны. В реальных условиях из-за наличия большого числа механических сопряжений и протечек масла реальная статическая характеристика АРЧВ имеет зону нечувствительности, как это показано на рис. 9.25. Ширина зоны нечувствительности оценивается коэффициентом нечувствительности в относительных единицах или процентах



$$k_{нч} = \frac{\Delta f_{нч}}{f_{ном}} \quad (9.37)$$

Рис. 9.25. Влияние зоны нечувствительности на распределение нагрузки.

Наличие зоны нечувствительности обуславливает неопределенность нагрузки турбоагрегата при данном значении частоты. Зона неопределенного значения нагрузки и зона нечувствительности зависят друг от друга, и их отношение равно коэффициенту статизма характеристики $\frac{k_{нч}}{\Delta P_{нч}} = k_{ст}$, что позволяет оценить зону неопределенности при заданных значениях статизма и коэффициента нечувствительности.

Так, при значении $k_{нч} \approx 0,3\%$ и обычном для паровых турбин статизме $s \approx 3-6\%$ зона неопределенности соответственно равна $10-5\%$.

Пользуясь МИЧВ, можно перераспределять нагрузку между параллельно работающими агрегатами, набирать нагрузку на вновь запущенные или разгружать агрегаты перед их остановкой. Для этой цели МИЧВ снабжаются дистанционным управлением для изменения нагрузки агрегатов и электростанции в целом со щита управления. В различных режимах изменение нагрузки отдельного агрегата реализуется по-разному. При рабо-

те электростанции в автономной энергосистеме воздействие на МИЧВ одного, например разгружаемого, агрегата приводит к снижению частоты и набору нагрузки остальными агрегатами в соответствии с их характеристиками регулирования, как это показано на рис. 9.24,а для параллельно работающих двух агрегатов. Обычно перераспределение нагрузок, ее набор или разгрузка происходят при постоянной частоте воздействием на МИЧВ нескольких агрегатов в разных направлениях. На рис. 9.24,б показана операция разгрузки первого А1 и перевод нагрузки на второй агрегат А2.

Дистанционное управление МИЧВ осуществляется специальным электродвигателем постоянного тока с последовательным возбуждением, имеющим две обмотки возбуждения. Момент M , развиваемый электродвигателем, зависит от знака потока возбуждения Φ_v и тока в якоре I_a ($M = \pm k I_a \Phi_v$). В применяемой схеме меняется знак потока возбуждения при неизменном направлении тока в якоре, чем и обеспечивается реверсивная работа электродвигателя.

Дистанционное управление МИЧВ используется для уравнивания частоты при точной синхронизации и при реализации так называемого вторичного регулирования частоты и мощности от АСРЧ и М.

В настоящее время часто используют конденсаторные электродвигатели переменного тока с фазовым управлением импульсным регулирующим воздействием, создаваемым на основе время-импульсной модуляции.

Глава десятая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

10.1. ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕМЕНТАМИ ЭЭС

Производство и распределение электрической энергии должно осуществляться при минимуме трудовых затрат. Поскольку основная составляющая затрат — это топливная составляющая, то необходима такая организация производства и управление им, чтобы затраты на топливо, а следовательно, и его расход были минимальными.

Расход топлива в ЭЭС зависит от выработки электрической энергии и от распределения нагрузки между электростанциями и

их агрегатами. Таким образом, критерием оптимальности работы ЭЭС может служить минимум расхода топлива при заданной выработке электрической энергии. Для получения оптимального режима работы ЭЭС необходимо иметь критерий оптимального распределения нагрузки между элементами электростанций на каждой ступени преобразования и между электростанциями в ЭЭС. Эти критерии основываются на расходных характеристиках ступеней, которые устанавливают зависимость расхода энергоносителя в единицу времени от производительности ступени или от развиваемой ею мощности. Ниже даются примеры расходных характеристик и их показателей.

Характеристики тепловых электростанций

Характеристики парогенераторов. Расходная характеристика строится в координатах B и D , где B — часовой расход топлива, D — производительность парогенератора. Функциональная зависимость $B(D)$ непрерывна и обращена выпуклостью к оси абсцисс: первая и вторая производные положительны. Показатели расходной характеристики: удельный расход $b_{уд} = B/D$ и относительный прирост расхода топлива $b = \partial B / \partial D$.

Зависимость $b(D)$ называется характеристикой относительного (удельного) прироста расхода топлива (ХОП). Для примера расходная характеристика и ХОП парогенератора показаны на рис. 10.1, а, б. Общая теория оптимального управления формулирует

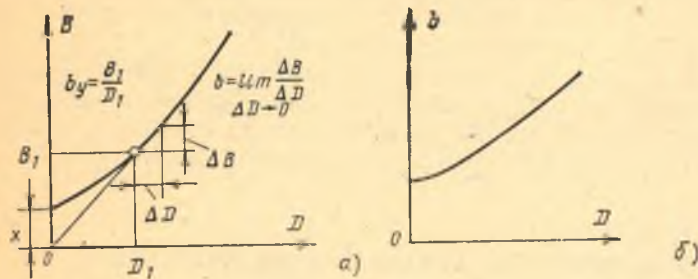


Рис. 10.1. Характеристики парогенератора.

а — расходная характеристика; б — характеристика относительного прироста расхода топлива.

критерий получения экстремума целевой функции и условия определения характера экстремума. Согласно этой теории для n -парогенераторов, работающих параллельно на общий паропровод, минимальный часовой расход топлива при заданной выработке пара

$\sum_{i=1}^n D_i$ обеспечивается при распределении нагрузки между парогенераторами по равенству относительных приростов расхода топлива

$$b_1 = \dots = b_i = \dots = b_n, \quad (10.1)$$

где b_i — относительный прирост расхода топлива в i -м парогенераторе.

Записанный критерий справедлив при отсутствии ограничений режимов работы того или иного парогенератора. Для распределения нагрузки между парогенераторами используется ХОП котельного цеха $b_{к,ц}$ для данного состава работающих парогенераторов и ХОП отдельных парогенераторов. Задаваясь текущей нагрузкой

цеха $\sum_{i=1}^n D_i$, можно определить нагрузку каждого парогенератора.

Метод построения ХОП цеха и использования этой характеристики для распределения нагрузки показан на рис. 10.2.

Характеристики паровых турбин. Расходные характеристики паровых турбин зависят от типа парораспределения (дроссельного, соплового) и строятся в координатах D и P_T , где D — часовой расход пара через турбину, P_T — мощность на валу турбины.

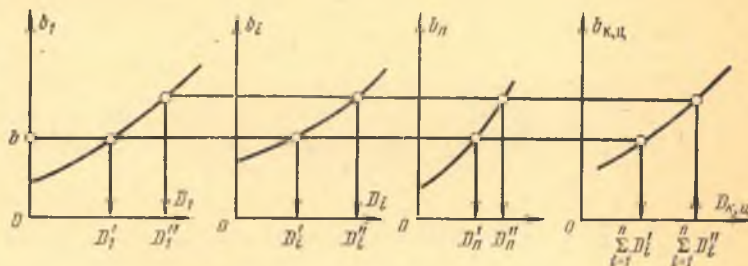


Рис. 10.2. Характеристики относительного прироста расхода топлива котельного цеха. Метод построения и использования.

Конденсационные турбины с дроссельным парораспределением имеют почти линейную расходную характеристику $D(P_T)$, а ХОП для конденсационной турбины $d(P_T)$ представляется прямой линией, параллельной оси абсцисс. Для примера расходная характеристика и ХОП паровой турбины с дроссельным регулированием показаны на рис. 10.3, а, б.

Часто конденсационные турбины имеют перегрузочный клапан, через который острый пар попадает в промежуточную ступень. Для таких турбин расходная характеристика имеет излом при мощности, соответствующей открытию перегрузочного клапана, а ХОП имеет разрыв непрерывности при этой мощности, что видно из рис. 10.3, в, г. Для расходных характеристик паровых турбин вторые производные равны нулю. Поэтому распределение нагрузки между турбинами по равенству относительных приростов невозможно и оптимальное по расходу пара распределение имеет место при последовательной загрузке турбин с наименьшим относительным приростом расхода пара.

Для распределения нагрузки между турбинами, работающими от общего паропровода, используется ХОП турбинного цеха $d_{т,ц}$ для данного состава работающих турбин, показывающая последо-

вательность загрузки турбин и учитывающая минимальную и максимальную допустимые нагрузки турбин по условиям теплового режима их проточной части. На рис. 10.4 показан пример построения ХОП $d_{т,ц}$ для двух турбин.

Характеристики блока парогенератор — турбина. В настоящее время крупные ТЭС выполняются с блочной компоновкой парогенератор — турбина или два парогенератора — турбина. Расходная характеристика может быть представлена зависимостью $B(P_T)$, а ХОП блока $b_б$ получается как произведение относительных при-

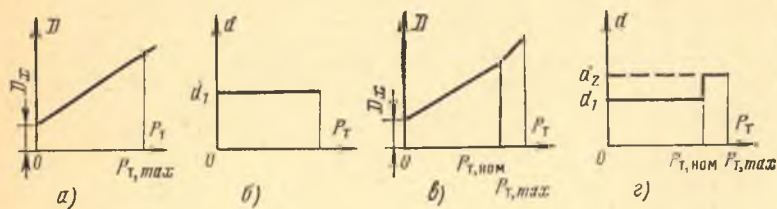


Рис. 10.3. Характеристики паровых турбин.

a — расходная характеристика турбины с дроссельным регулированием; $б$ — характеристика относительного прироста расхода пара этой турбины; $в$ — расходная характеристика турбины с перегрузочным клапаном; $г$ — характеристика относительного прироста расхода пара этой турбины.

ростов котла b и турбины d , что видно из соотношения

$$b_б = \frac{\partial B}{\partial P_T} = \frac{\partial B}{\partial D} \frac{\partial D}{\partial P_T} = b d. \quad (10.2)$$

Для примера расходная характеристика и ХОП блока парогенератор — турбина с перегрузочным клапаном показаны на рис. 10.5, a — $в$. Поскольку характеристика $b_б(P_T)$ имеет выпуклость, обращенную к оси абсцисс, то для распределения нагрузки между блоками справедлив критерий равенства относительных приростов расхода топлива [34, 50]. Характеристика блока $b_б$ имеет разрыв

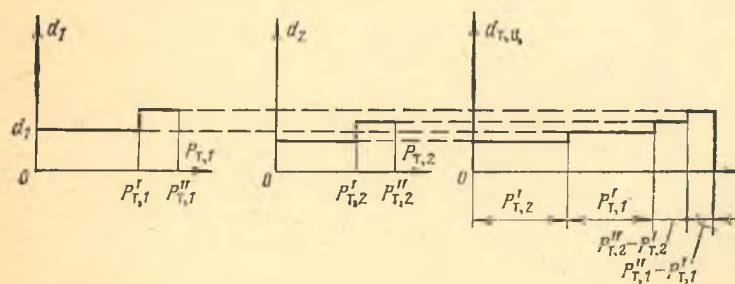


Рис. 10.4. Характеристика относительного прироста расхода пара турбинного цеха (две турбины). Метод построения и использования.

непрерывности при мощности срабатывания перегрузочного клапана. Для третьей ступени преобразования механической энергии в электрическую ввиду высокого КПД генераторов дифференциальный показатель $\partial P_T / \partial P_G$ принимается равным единице и ХОП тур-

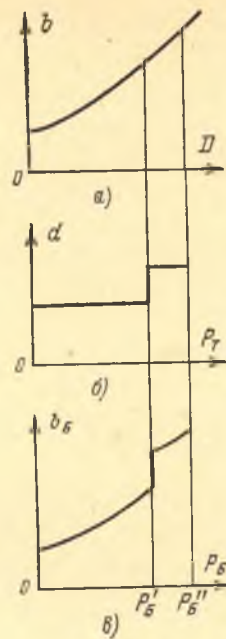


Рис. 10.5.

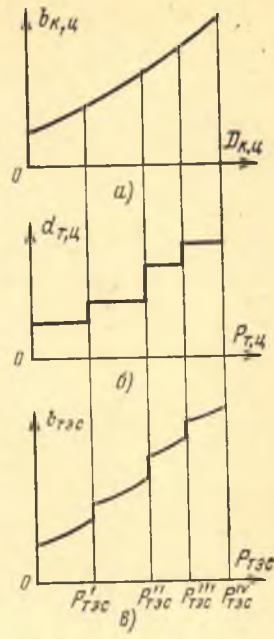


Рис. 10.6.

Рис. 10.5. Характеристика относительного прироста расхода топлива блока парогенератор — турбина.

a — характеристика относительного прироста расхода топлива в парогенераторе; b — пара турбины; c — топлива блока.

Рис. 10.6. Характеристики относительного прироста на ТЭС с общим паропроводом.

a — расхода топлива котельного цеха; b — расхода пара турбинного цеха; c — расхода топлива на ТЭС.

бин и блоков строятся в координатах, где по оси абсцисс откладывается электрическая мощность P_T .

Для оптимального распределения нагрузки между ТЭС в ЭЭС обычно используются ХОП электростанций, которые получаются, например, для ТЭС с общим паропроводом по соотношению

$$b_{ТЭС} = b_{к,ц} d_{т,ц}. \quad (10.3)$$

Для ТЭС блочной компоновки характеристик $b_{ТЭС}$ может быть получена по методу построения ХОП котельного цеха. Для примера на рис. 10.6, a — c показаны ХОП ТЭС с общим паропроводом.

Характеристики гидроэлектростанций

Характеристики гидравлических турбин. Расходные характеристики турбин зависят от их типа (радиально-осевые, поворотно-лопастные) и представляют собой семейство зависимостей $Q(P_T)$, построенных для различных значений напора H , где Q — расход воды

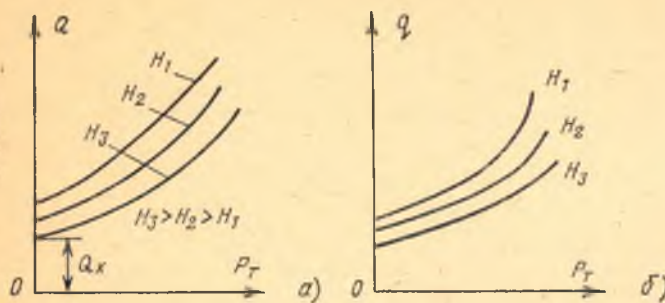


Рис. 10.7. Характеристики гидравлической турбины.

a — расходные характеристики при разных напорах; *b* — характеристики относительного прироста расхода воды при тех же напорах.

через турбину. Расходные характеристики непрерывны и обращены выпуклостью к оси абсцисс. Относительный прирост (ОП) расхода воды определяется как дифференциальный показатель $q = dQ/dP_T$.

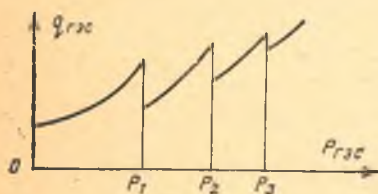


Рис. 10.8. Характеристика относительного прироста расхода воды на ГЭС.

P_1, P_2, P_3 — мощности ГЭС при включении очередного агрегата.

Характеристика относительного прироста $q(P_T)$ образуется семейством кривых. Для примера на рис. 10.7, *a, б* показаны расходные характеристики и ХОП для гидравлической турбины.

Оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими гидроагрегатами производится по критерию равенства относительных приростов расхода воды

$$q_1 = \dots = q_i \dots = q_n.$$

(10.4)

На ГЭС обычно устанавливаются однотипные агрегаты, и если их ХОП одинаковы, то оптимальное распределение нагрузки может производиться по средней мощности турбины

$$P_{T, \text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{T, i}}{n},$$

где n — число параллельно работающих агрегатов.

Характеристика относительного прироста расхода воды гидроэлектростанции строится на основе агрегатных ХОП и, как показано на рис. 10.8, имеет разрыв непрерывности при включении очередного агрегата на параллельную работу по условию равенства КПД i работающих агрегатов и пускаемого $(i+1)$ -го агрегата. Пусковые характеристики строятся по рабочим характеристикам $\eta(P_r)$ при постоянном напоре H .

Оптимальное распределение нагрузки в ЭЭС без гидроэлектростанций и без учета потерь в сетях

Расход топлива в ЭЭС, в которой параллельно работают n ТЭС, есть n -мерная целевая функция нагрузок электростанций. Если на электростанциях нет ограничений по топливу, то указанная целевая функция может быть определена для часовых расходов топлива B_i :

$$B_c(P_1 \dots P_n) = B_1(P_1) + \dots + B_i(P_i) + \dots + B_n(P_n),$$

где P_i — нагрузка i -й электростанции.

Условие оптимального распределения имеет место при минимуме целевой функции $B(P_1 \dots P_n)$. Переменные функции — нагрузки электростанций связаны условием баланса мощности, которое может быть представлено неявной функцией ограничения в виде равенства

$$W_1 = \sum_{i=1}^n P_i - P_{n,\Sigma} = 0,$$

где $P_{n,\Sigma}$ — суммарная мощность узлов потребления.

Кроме того, имеются ограничения для мощностей каждой электростанции в виде неравенств вида

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max},$$

где $P_{i,min}$, $P_{i,max}$ — мощности ТЭС, определяющие их минимальную и максимальную нагрузки (регулируемый диапазон).

Ограничения на координаты целевой функции определяют условность минимума целевой функции. Задача оптимизации сводится к поиску условного минимума целевой функции. Существует много математических методов решения этой задачи. Один из методов основан на использовании неопределенных множителей Лагранжа λ_i . Этим методом производится поиск безусловного минимума функции Лагранжа

$$S = B_c + \lambda_1 W_1$$

путем решения системы $n-1$ дифференциальных уравнений Эйлера вида $\partial S / \partial P_i = 0$.

Для рассматриваемой задачи

$$\frac{\partial S}{\partial P_i} = \frac{\partial B_c}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial P_{n,\Sigma}}{\partial P_i} \right) = 0,$$

Если не учитывать изменений суммарной мощности в узлах потребления при изменении мощности в i -м генерирующем узле ($\partial P_{\Sigma} / \partial P_i = 0$), то уравнения Эйлера запишутся в виде

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda_1 = 0;$$

$$b_i = -\lambda_1$$

и критерием распределения нагрузки между $n-1$ ТЭС будет равенство ОП расхода топлива на этих электростанциях: $b_1 = b_i = \dots = b_{n-1}$. Мощность балансирующего узла определяется уравнением баланса $W_1 = 0$.

Оптимальное распределение нагрузки в ЭЭС с гидроэлектростанцией без учета потерь в сетях

Для каждой ГЭС в меженный период года может быть определен суточный расход воды A_{24} . Нагрузка ГЭС в течение суток должна выбираться по условию реализации ограничивающей функции расхода воды

$$W_2 = \sum_{k=0}^{24} Q_k - A_{24} = 0,$$

где Q_k — среднечасовой расход воды через ГЭС, определяющий ее среднечасовую нагрузку.

Нагрузка для ГЭС, работающих в ЭЭС, может выбираться по условию минимума суммарного расхода топлива в ней при соблюдении для ГЭС условия $W_2 = 0$.

При решении задачи оптимизации распределения нагрузки между ТЭС и ГЭС возникает необходимость сравнения расходов двух различных по своей природе энергоносителей — воды и топлива. Для эквивалентирования ОП расхода топлива и воды вводится эквивалентирующий множитель λ_2 , на который умножается ОП расхода воды для сравнения с ОП расхода топлива. Эквивалентирующий множитель λ_2 является неопределенным множителем, и его значение находится только в процессе расчета нагрузок электростанций, входящих в ЭЭС. При распределении нагрузки между ТЭС и ГЭС целевой функцией является суточный расход топлива в системе, который зависит от нагрузки всех электростанций, работающих в ЭЭС, для каждого часа и состоит из суммы часовых расходов топлива по системе за сутки. Ограничивающими функциями служат часовой баланс мощности в системе и суточный баланс воды для каждой ГЭС.

Поиск минимума целевой функции, который осуществляется различными математическими методами, приводит к условию распределения нагрузки для каждого часа по равенству относительных приростов расхода энергоносителя, эквивалентированных коэффициентами λ_2 для каждой ГЭС:

$$b_1 = \dots = b_i = \dots = b_{n-1} = \lambda_{2,1} q_1 = \dots = \lambda_{2,j} q_j = \lambda_{2,m-1} q_{m-1}, \quad (10.5)$$

где b_i — относительный прирост расхода топлива на i -й ТЭС; q_j — относительный прирост расхода воды на j -й ГЭС из m ГЭС, работающих в системе; $\lambda_{2,j}$ — неопределенный множитель для j -й ГЭС.

Решение задачи оптимального распределения нагрузки между электростанциями ЭЭС, имеющей несколько ТЭС и ГЭС, требует производства большого количества расчетных операций по совместному решению уравнений, определяющих как часовую нагрузку всех электростанций, так и суточный баланс воды каждой ГЭС при наличии неопределенности коэффициентов λ_2 . Задача обычно решается итерационным методом отдельно для каждого часа при произвольно заданном значении $\lambda_{2,j}$, неизменном в течение суток. После распределения нагрузки каждого часа суток и определения суточного расхода воды для каждой ГЭС проверяется ограничивающая функция $W_{2,j}=0$. Если, например, имел место перерасход воды, то уменьшается нагрузка данной ГЭС, а следовательно, увеличивается коэффициент $\lambda_{2,j}$ и наоборот. После изменения последнего производится полный перерасчет нагрузок всех электростанций для каждого часа суток. Так, последовательным приближением и решается задача оптимального распределения нагрузок электростанций, одновременно определяется истинное значение коэффициентов $\lambda_{2,j}$ для всех ГЭС системы.

Распределение нагрузок между электростанциями ЭЭС при учете потерь в сетях

При распределении электрической энергии между потребителями в сетях различных категорий возникают потери как активной ΔP , так и реактивной ΔQ мощностей. Полные потери есть комплексная величина $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q$.

В первую очередь для оптимизации режима работы электростанций учитываются активные потери, которые представляют собой сумму потерь во всех линиях, связывающих узлы производства с узлами потребления электроэнергии. В сети, состоящей из l соединительных линий, каждая из которых имеет активное сопротивление R_s , где $1 \leq s \leq l$, потери активной мощности определяются многочленом

$$\Delta P = \sum_{s=1}^l I_s^2 R_s = \sum_{s=1}^l \frac{P_s^2 + Q_s^2}{U_s^2},$$

где I_s — ток в линии s ; P_s , Q_s — сетевые активная и реактивная мощности линии; U_s — среднее напряжение линии.

При учете потерь в сети уравнение баланса активной мощности, определяющее функцию ограничения W_1 , записывается:

$$W_1 = \sum_{i=1}^n P_i - P_{n,x} - \Delta P = 0,$$

$$\text{Целевая функция } \sum_{i=1}^n B_i \text{ и функция Лагранжа } S = \sum_{i=1}^n B_i + \lambda_1 W_1$$

остаются без изменений. Критерий распределения определится при

решения $n-1$ уравнений Эйлера вида $\partial S / \partial P_i = 0$ и уравнения баланса

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \right) = 0;$$

$$\frac{b_i}{\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \right)} = -\lambda_1.$$

Величина $\partial \Delta P / \partial P_i$ есть относительный прирост потерь активной мощности в сети при изменении мощности i -й электростанции.

Поскольку в установившемся режиме изменение мощности в i -м генерирующем узле должно компенсироваться изменением мощности в балансирующем узле, то дополнительный прирост потерь возникает из-за изменения мощности потокораспределения в сети между i -й электростанцией и балансирующим узлом. По мере приближения к этому узлу прирост потерь в сети падает, а для самого узла $\partial \Delta P / \partial P_6 = 0$.

С учетом сказанного критерий распределения активной мощности с учетом потерь в сетях записывается в виде

$$\frac{b_i}{1 - \sigma_i} = b_6 = \mu, \quad (10.6)$$

где μ — относительный прирост затрат в системе; σ_i — ОП потерь для узла i .

Таким образом, для оптимального распределения нагрузки между электростанциями с учетом потерь кроме ОП расхода топлива для каждой электростанции b_i надо знать и ОП потерь σ_i . Если воспользоваться ранее написанными выражениями для потерь и в первом приближении принять, что распределение реактивной мощности не влияет на распределение активной, и не учитывать взаимосвязь между ними ($\partial Q_s / \partial P_s = 0$), то σ_i можно определять по выражению

$$\sigma_i = 2 \sum_{s=1}^l \frac{P_s}{U_s^2} R_s \frac{\partial P_s}{\partial P_i},$$

где $\partial P_s / \partial P_i$ — коэффициент влияния изменения мощности узла P_i на изменение сетевой мощности линии P_s , равный коэффициенту потокораспределения.

Как видно из сказанного, определение коэффициентов σ_i требует расчета потокораспределения активной мощности в сети. Таким образом, процесс оптимизации режима электростанций с учетом потерь в сетях требует непрерывного расчета режима сети. Часто для определения коэффициентов σ_i используют зависимость потерь от узловых мощностей. Исходя из уравнений узловых потенциалов, определяющих напряжение в каждом узле через напряжение базового узла $U_{баз}$ и падения напряжения в собственных и взаимных сопротивлениях узлов от их токов, можно определить полные мощности всех узлов сети, а следовательно, и полные потери в сети.

Зависимость полных потерь в сетях, выраженная через активные и реактивные мощности узлов i, j, P_i, Q_i, P_j, Q_j , позволяет найти составляющие ΔP и ΔQ как функции указанных узловых мощно-

стей, параметров сети и узловых напряжений. Для учета последних двух величин вводятся коэффициенты потерь B, C, D, E . Так, например, взаимный коэффициент активных потерь между узлами i и j записывается в виде

$$B_{i,j} = \frac{\cos \theta_{i,j}}{U_i U_j} R_{i,j},$$

где U_i, U_j — напряжения в узлах i и j ; $\theta_{i,j}$ — угол сдвига фаз между напряжениями; $R_{i,j}$ — взаимное активное сопротивление между узлами i и j .

Вводя ряд допущений, например пренебрегая активными потерями от реактивной мощности, получаем выражение для потерь в виде

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1}^{n-1} P_i B_{i,j} P_j,$$

где n — число узлов в сети; и для соответствующего дифференциального коэффициента в виде

$$\sigma_i = 2 \sum_{j=1}^{n-1} P_j B_{i,j}.$$

Теория оптимального распределения активных и реактивных мощностей в сетях использует четыре таких дифференциальных коэффициента: $\partial \Delta P / \partial P_i$; $\partial \Delta P / \partial Q_i$; $\partial \Delta Q / \partial P_i$; $\partial \Delta Q / \partial Q_i$, которые могут быть получены с учетом соответствующих коэффициентов потерь. Более подробно методы учета потерь при оптимизации режимов работы ЭЭС описаны в [50].

10.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭЭС ОДНОЙ ЧАСТОТОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

Как видно из предшествующего материала, АРЧВ агрегатов могут регулировать частоту их вращения и, следовательно, частоту переменного тока генератора по статическому закону со средневзвешенным коэффициентом статизма энергосистемы, увеличивающимся при росте ее нагрузки. Значение этого коэффициента не бывает ниже среднего значения коэффициента статизма отдельных АРЧВ (4—5%). Однако в соответствии с нормативными требованиями установившиеся изменения частоты в энергосистеме не должны превосходить 0,2%, что обуславливает необходимость регулирования частоты по астатическому закону. Такое регулирование может быть осуществлено путем изменения уставки АРЧВ, т. е. пе-

ремещением его статической характеристики, как это показано в § 9.3. Таким образом, астатическое регулирование частоты может осуществляться путем изменения предписанного значения мощности $P_{пр}$ в законе статического регулирования $\Delta f + k_c (P - P_{пр}) = 0$.

Автоматическая система регулирования, обеспечивающая астатический закон регулирования частоты, часто называется вторичной системой регулирования частоты, а АРЧВ — первичными регуляторами частоты вращения.

Распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами в соответствии с их коэффициентами статизма в большинстве случаев не удовлетворяет требованиям оптимального распределения нагрузок между агрегатами на электростанциях и между электростанциями в энергосистемах, сформулированным в § 10.1.

Поэтому задачу оптимального распределения нагрузки между агрегатами выполняет вторичная система автоматического регулирования частоты и мощности.

Возникающий в энергосистеме небаланс активной мощности и появляющееся при этом отклонение частоты может ликвидировать любой агрегат на любой электростанции, если он обладает достаточным регулировочным диапазоном. По мере развития ЭЭС для поддержания частоты по астатическому закону используются специально выделенные электростанции или группа электростанций, именуемые частоторегулирующими электростанциями (ЧРЭС).

В мощных энергосистемах и объединениях, входящих в ЕЭС, ЧРЭС могут выполнять и другие функции автоматической системы регулирования частоты и активной мощности. Они могут изменять свою мощность в соответствии с экономически целесообразным распределением нагрузок или с целью обеспечения устойчивости режима работы отдельных узлов и линий на различных уровнях напряжения. Как бы ни строилась автоматическая система регулирования частоты и активной мощности на различных ступенях управления, функцию регулирования частоты выполняют отдельные электростанции. Поэтому в первую очередь целесообразно рассмотреть, как выполняется эта функция ЧРЭС в автономной энергосистеме.

Для обеспечения астатического регулирования частоты в автономной ЭЭС должны быть предусмотрены

ЧРЭС, обладающие достаточно большим регулировочным диапазоном и способностью развивать любую мощность в этом диапазоне. Чем больше электростанций участвуют в регулировании частоты, чем меньше диапазон изменения их нагрузок и тем ближе к оптимальному режиму они работают. Однако увеличение числа ЧРЭС обуславливает необходимость в сложной системе организации процесса регулирования частоты и поэтому проще иметь в системе одну частоторегулирующую станцию, если это возможно. В качестве ЧРЭС целесообразно использовать ГЭС, способную вести точное регулирование водотока, поскольку в этих условиях регулировочный диапазон может быть выбран любым и ограничен лишь установленной мощностью ГЭС и условиями безкавитационной работы.

Основной проблемой для многоагрегатной электростанции, ведущей астатическое регулирование частоты, является распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами. Если агрегаты снабжены статически настроенными регуляторами частоты вращения, то как указывалось, астатическое регулирование может быть осуществлено путем изменения $P_{пр}$, т. е. перемещением характеристик АРЧВ.

Одновременно возможно принудительное распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами. Это изменение должно осуществляться общестанционным устройством по общему для всех агрегатов параметру распределения. В качестве такого параметра может быть использована величина, автоматически меняющаяся при изменении нагрузки станции и сохраняющая свое значение неизменной в новом установившемся режиме. В настоящее время в качестве параметра распределения используется или суммарная мощность ЧРЭС, или интегральная функция отклонения частоты в ЭЭС.

Автоматическая система регулирования частоты и мощности по мнимостатическим характеристикам

В данной вторичной системе в качестве параметра распределения используется суммарная мощность электростанции. Регулирующее воздействие на МИЧВ каж-

дого агрегата формируется по закону

$$\left. \begin{aligned} k_i \Delta f + k_{s,i} \left(P_1 - \alpha_i \sum_{l=1}^n P_l \right) &= 0; \\ \dots\dots\dots \\ k_i \Delta f + k_{s,i} \left(P_l - \alpha_i \sum_{l=1}^n P_l \right) &= 0; \\ \dots\dots\dots \\ k_i \Delta f + k_{s,n} \left(P_n - \alpha_n \sum_{l=1}^n P_l \right) &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (10.7)$$

где $k_f \Delta f$ — регулирующее воздействие, обусловленное отклонением частоты от номинальной; $k_{s,i}$ — коэффициент, обеспечивающий соответствие регулирующих воздействий; P_i — мощность, развиваемая i -м агрегатом; α_i — долевое участие i -го агрегата в суммарной нагрузке электростанции; $\sum_{i=1}^n P_i$ — суммарная мощность всех

параллельно работающих агрегатов, участвующих в регулировании частоты.

Обязательным условием астатического регулирования частоты является соблюдение равенства $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$.

Принципиальная схема рассматриваемой системы вторичного регулирования показана на рис. 10.9. Регулирующие воздействия, созданные в соответствии с (10.7), реализуются через исполнительный элемент ИЭ, характеристика которого обеспечивает реверсивную работу двигателя МИЧВ, т. е. действие в сторону как увеличения, так и уменьшения нагрузки агрегата. Поэтому в качестве исполнительного элемента используется двухтактный усилитель [9].

При возникновении небаланса мощности в ЭЭС частота отклоняется от номинальной и создается соответствующее регулирующее воздействие $k_f \Delta f$ на изменение развиваемой агрегатами мощности.

Суммарная нагрузка станции $\sum_{i=1}^n P_i$ изменяется, а

следовательно, изменяются предписанная $P_{пр}$ и развиваемая P_i каждым агрегатом мощности.

Изменение мощности частоторегулирующей станции приводит к исчезновению небаланса активной мощности в ЭЭС и восстановлению частоты, при этом исчезает регулирующее воздействие от $k_f \Delta f = 0$, а суммарная нагрузка $\sum_{i=1}^n P_i$ становится постоянной. Перестает изменяться и мощность $P_{пр,i}$, чем и обеспечивается астатическое регулирование частоты: при $P_i = P_{пр,i}$ регулирующее воздействие, созданное их неравенством, исчезает. Распре-

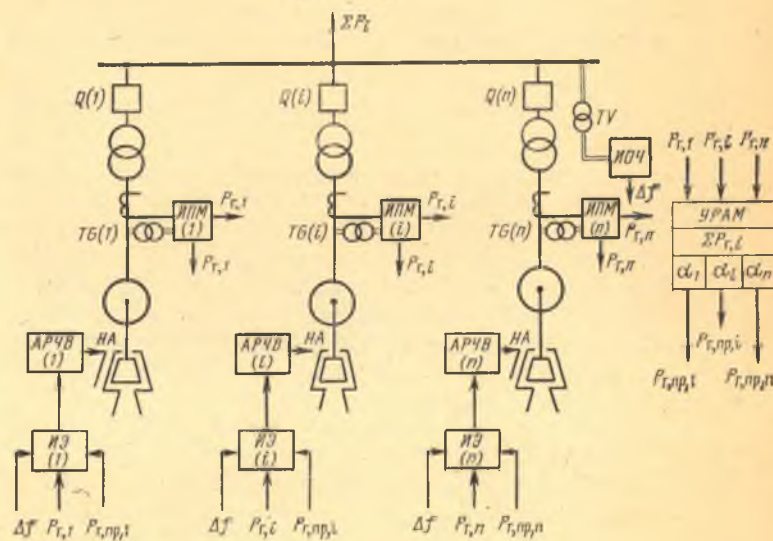


Рис. 10.9. Принципиальная схема вторичного регулирования частоты и мощности по мнимостатическим характеристикам.

ИОЧ — измерительный орган частоты.

деление суммарной нагрузки станций между агрегатами получается принудительным по коэффициентам долевого участия α_i , а статизм по частоте исчезает. Отсюда и название метода — регулирование частоты и мощности по мнимому или исчезающему статизму.

Возможность обеспечения астатического регулирования частоты и принудительного распределения рассмо-

тренным методом следует из анализа закона регулирования. Определяется суммарное регулирующее воздействие на все агрегаты путем суммирования уравнений (10.7). Предварительно каждое из них делится на соответствующий коэффициент $k_{s,i}$. В результате получается выражение

$$\Delta f \sum_{i=1}^n \frac{k_{f,i}}{k_{s,i}} + \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i=1}^n \alpha_i \sum_{i=1}^n P_i = 0.$$

Поскольку $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$, сумма развиваемых агрегатами мощностей равна суммарной мощности станции, то два последние члена исчезают, остается соотношение $\Delta f \times$

$$\times \sum_{i=1}^n \frac{k_{f,i}}{k_{s,i}} = 0, \text{ что может иметь место лишь при } \Delta f = 0,$$

т. е. регулирование частоты — астатическое, а нагрузка распределяется в соответствии с коэффициентами α_i .

Как видно из схемы (рис. 10.9), предписанные значения мощности агрегатов $P_{пр,i}$ обеспечиваются устройством распределения активной мощности (УРАМ), в которое поступают сведения о развиваемых агрегатами мощностях P_i от измерительных преобразователей мощности ИПМ, установленных на агрегатах, и в котором формируются значения коэффициентов α_i .

Рассмотренный метод регулирования частоты и активной мощности весьма пригоден для ГЭС, где устанавливаются однотипные агрегаты и можно осуществить равномерное распределение нагрузок по среднему значению $P_{пр,i} = \sum_{i=1}^n P_i / n$. Если $\alpha_i = 1/n$, то условие астати-

ческого регулирования частоты $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$ соблюдается.

Кроме того, если ХОП агрегатов одинаковы, то распределение по средней мощности дает оптимальный режим параллельной работы агрегатов.

Регулирование по указанному методу на ГЭС может быть осуществлено и без вторичной системы регулирования первичными АРВЧ, поскольку последние снабжены изотропным устройством и могут работать с нулевым

статизмом (нулевой остаточной неравномерностью). Для регулирования по указанному методу поставляемые для гидроагрегатов электрогидравлические регуляторы частоты вращения (ЭГР) снабжались устройством для распределения нагрузок по среднему открытию направляющих аппаратов турбин и устройством группового регулирования частоты и мощности всеми параллельно работающими агрегатами по суммарному открытию направляющих аппаратов турбин. Одновременно могла изменяться и уставка по частоте, поддерживаемой частоторегулирующей ГЭС. Распределение нагрузок по среднему значению в рассматриваемых устройствах осуществляется по способу, описанному в гл. 8, по схеме с двумя узлами параллельно соединенных ветвей с ЭДС и нагрузочными проводимостями (схема многолучевой звезды) (см. рис. 8.6). Значение ЭДС пропорционально открытию направляющего аппарата, а в качестве нагрузочной проводимости используется первичная обмотка трансформатора схемы уравнивания, вторичная обмотка обеспечивает подачу управляющего воздействия в ЭГР.

Распределение нагрузки по среднему значению с помощью указанной схемы широко использовалось на ГЭС, турбины которых были снабжены гидромеханическими АРЧВ. Разрабатывались различные устройства группового регулирования мощности агрегатов (УГРАМ) по среднему значению открытия направляющего аппарата, в которых уравнивание осуществлялось путем дополнительного воздействия на побудительные золотники гидравлических усилителей АРЧВ [44].

Схемы уравнивания нагрузок агрегатов по среднему значению обладают рядом недостатков, основными из которых являются:

- наличие поперечных связей между АРЧВ агрегатов, для чего требуется прокладка многожильных кабелей по всему машинному залу ГЭС;

- разгрузка всех параллельно работающих агрегатов при исчезновении ЭДС в одной из параллельных цепей и сохранении самой цепи;

- распределение по среднему открытию направляющего аппарата не всегда соответствует оптимальному режиму, в связи с чем требуется распределение по равенству относительных приростов расхода воды.

Поэтому в настоящее время разработаны схемы группового регулирования частоты и мощности с индиви-

дуальным (радиальным) заданием $P_{пр.i}$ или по среднему значению, или в соответствии с ХОП агрегата.

В качестве примера на рис. 10.10 приведена функциональная схема ГРАМ с радиальным заданием при установке на гидроагрегатах АРЧВ типа ЭГР-И, схема которого приведена выше (см. рис. 9.22). Действие ГРАМ основано на том, что на вход усилителей мощности 10 вместо управляющего сигнала от МИМ через контакты переключающих реле 16 поступает сигнал от центрального задающего элемента (задатчика) активной мощности (ЦЗАМ). При этом все гидроагрегаты ТГ, подключенные к ЦЗАМ, получают управляющее воздействие одновременно. На схеме показано групповое управление агрегатами по среднему значению мощности. В случае необходимости учета различия ХОП отдельных агрегатов ЦЗАМ должен иметь индивидуальные выходы. При отключении агрегата от ГРАМ восстанавливается управление от МИМ.

Для исключения скачкообразных изменений мощности при переключении агрегата с ГРАМ на МИМ в схеме предусмотрено непрерывное слежение МИМ за управляющим воздействием от ЦЗАМ с помощью усилителя 15, на вход которого подается от элемента 14 разность сигналов с выходов ЦЗАМ и МИМ.

Автоматическая система регулирования частоты и мощности, использующая интегральную функцию отклонения частоты

Интегральная функция отклонения частоты в различных литературных источниках [34, 42] определяется по-разному. Все зависит от того, какое отклонение частоты интегрируется. Для распределения нагрузки между агрегатами частоторегулирующей станции можно использовать измерительный орган (ИОЧ) $\Delta f = f - f_y$, где f_y — уставка ИОЧ.

Интегральная функция отклонения частоты формируется по выражению

$$\delta f = -k \int_{t_0}^{t_1} \Delta f dt, \quad (10.8)$$

где t_0 и t_1 — времена возникновения и исчезновения Δf соответственно; k — коэффициент пропорциональности,

и может быть использована как общий параметр распределения. Качественные изменения δf подобны изменению нагрузки электростанции.

Для оптимального распределения нагрузки между агрегатами электростанции по равенству относительных

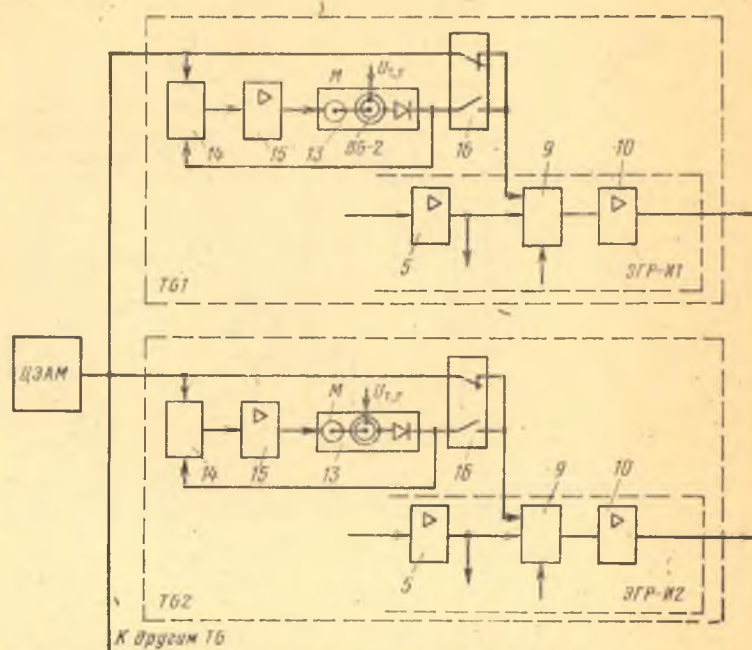


Рис. 10.10. Принципиальная схема ГРАМ с ЭГР-И.

приростов расхода энергоносителя величина δf должна быть преобразована в предписанное значение мощности агрегата $P_{пр,i}$, что может быть реализовано соответствующим выбором коэффициента k .

В этом случае интегральная функция используется как мера относительного прироста, а значение $P_{пр}$ определяется функциональным преобразованием ХОП агрегата по выражению

$$P_{пр,i} = \varphi_i \int_{t_0}^{t_1} \Delta f dt. \quad (10.9)$$

Величина δf может быть использована и как мера относительного прироста и как параметр для долевого распределения нагрузки. Наиболее часто эта величина используется на ТЭС, поскольку они, как правило, имеют разнотипное оборудование и установленные на ТЭС турбоагрегаты имеют различную мощность. Поэтапное

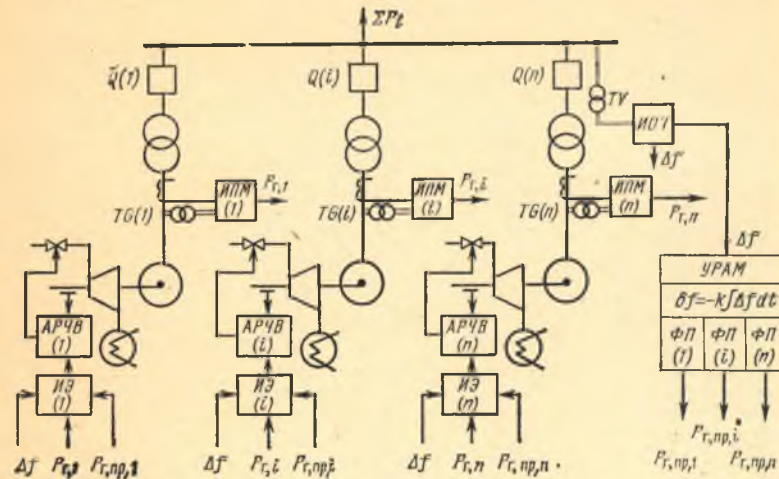


Рис. 10.11. Принципиальная схема вторичного регулирования частоты и мощности по пропорционально-интегральному (комбинированному) критерию.

ФП — функциональный преобразователь.

строительство ТЭС приводит к наличию на них групп турбоагрегатов, существенно отличающихся по мощности. Как известно, чем мощнее турбоагрегат, тем меньше он приспособлен к несению переменных нагрузок, поэтому иногда на частоторегулирующих ТЭС не все турбоагрегаты участвуют в регулировании частоты. Играет роль и назначение ТЭС и ее тепловая схема. Так для ТЭС, выполненных по блочной схеме, распределение нагрузок реализуется по равенству относительных приростов, а для ТЭС с общим паропроводом распределение нагрузки между парогенераторами отличается от распределения нагрузки между турбоагрегатами (см. § 10.1).

Во всех указанных случаях может использоваться интегральная функция отклонения частоты,

$$\left. \begin{aligned} k_f \Delta f + k_{s,1} \left(P_1 - \varphi_1 \int_{t_0}^{t_1} \Delta f dt \right) &= 0; \\ \dots\dots\dots \\ k_f \Delta f + k_{s,i} \left(P_i - \varphi_i \int_{t_0}^{t_i} \Delta f dt \right) &= 0; \\ \dots\dots\dots \\ k_f \Delta f + k_{s,n} \left(P_n - \varphi_n \int_{t_0}^{t_n} \Delta f dt \right) &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (10.10)$$

Для определения предписанного значения мощности $P_{\text{пр},i}$ по ХОП i -го агрегата служит устройство УРАМ, в котором формируется интегральная функция δf и происходят ее функциональные преобразования в $P_{\text{пр},i}$. На каждом из n выходов УРАМ фиксируется $P_{\text{пр},i}$. В остальных рассмотренный способ не отличается от ранее рассмотренного и обеспечивает астатическое регулирование частоты и оптимальное распределение нагрузки.

Для функционального преобразования интегральной функции в соответствии с ХОП турбоагрегата требуется дополнительно устройство, в котором ранее использовались линейные и нелинейные потенциометры и шаблоны ХОП. В настоящее время разрабатываются аналоговые и цифровые интеграторы и функциональные преобразователи.

При выборе АСРЧ и М тепловых электростанций существенную роль играет тепловая схема. Длительное время теплофикационные электростанции выполнялись по тепловой схеме с общим паропроводом. Как следует из § 10.1, распределение нагрузки между агрегатами котельного цеха и между турбоагрегатами турбинного цеха производится по разным критериям и поэтому АСРЧ и М для такого типа станций должна иметь отдельные УРАМ для котельного и турбинного цехов. Для электростанций с турбинами конденсационного типа характерно блочное выполнение турбоагрегатов, содержащих блок парогенератор — турбина — генератор, и распределение нагрузок между блоками по равенству относительных приростов может осуществляться одним УРАМ, как это показано на рис. 10.11 и описано ранее.

Существенной особенностью тепловой ЧРЭС является необходимость одновременного регулирования как нагрузки турбины, так и нагрузки парогенератора с учетом традиционной системы регулирования параметров пара (температуры, давления и т. д.). Эта особенность накладывает на АСРЧ и М электростанции дополнительные требования, связанные с существенной разницей динамических свойств парогенератора и турбины.

Существуют две схемы комбинированного регулирования блоков. Первая схема выполняется так, что регулирующее воздействие от АСРЧ и М подается на систему регулирования парогенератора, а регулирующее воздействие на АРЧВ турбины корректируется по давлению пара. Вторая схема выполняется так, что регулирующее воздействие от АСРЧ и М подается на АРЧВ турбины и на систему регулирования парогенератора совместно с регулирующим воздействием по давлению. Каждая из схем имеет свои достоинства и недостатки.

Ниже рассмотрена АСЧР и М для блока парогенератор — турбина, разработанная во ВНИИЭ [45] по второй схеме.

10.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭЭС НЕСКОЛЬКИМИ ЧАСТОТРЕГУЛИРУЮЩИМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

По мере роста электроэнергетической системы регулировочный диапазон одной частоторегулирующей станции оказывается недостаточным и возникает необходи-

мость выделения нескольких частоторегулирующих электростанций. При регулировании частоты по астатическому закону распределение нагрузки между этими электростанциями должно быть принудительным.

Как указывалось, такое распределение можно осуществить, если будет принят общий параметр распределения задания для всех частоторегулирующих электростанций. Принципиально можно использовать в качестве общего параметра суммарную нагрузку всех частоторегулирующих электростанций и вести регулирование по мнимостатическим характеристикам. Однако этот принцип не нашел применения, поскольку он не может обеспечить оптимальное распределение нагрузки между электростанциями, если они не однотипны по ХОП; кроме того, для его реализации требуются дуплексные каналы связи (см. гл. 1) между пунктом управления и частоторегулирующими электростанциями.

Использование в качестве общего параметра интегральной функции отклонения частоты впервые в СССР было предложено в 1952 г. в ОРГРЭС, где была разработана централизованная система автоматического регулирования частоты и мощности. Опытный образец этой системы длительно эксплуатировали в одной из ЭЭС, что позволило накопить большой опыт, использованный при дальнейшей разработке АСРЧ и М на различных этапах формирования ЕЭС. Ниже рассматривается принцип работы этой системы на примере автономной ЭЭС, нагрузка между частоторегулирующими электростанциями которой распределяется по закону равенства относительно прироста затрат.

Централизованная АСРЧ и М ОРГРЭС

Упрощенная структурная схема рассматриваемой системы показана на рис. 10.12. Основной ее особенностью является формирование общего параметра и осуществление распределения нагрузки по ХОП отдельных частоторегулирующих электростанций на ЦДП электроэнергетической системы. Поскольку частота есть единый параметр ЭЭС, ее отклонение Δf от предписанного значения может измеряться на ЦДП с помощью измерительного органа частоты ИОЧ с любой частотоизмерительной схемой. Сигнал отклонения частоты Δf от ИОЧ поступает в устройство формирования относительного прироста

ФОР, а затем в устройство распределения активной мощности диспетчерского пункта УРАМ-Д, содержащее функциональные преобразователи ФП по числу ЧРЭС. В ФОР формируется интегральная функция отклонения частоты и пропорциональное ее значение относительного прироста затрат в энергосистеме $\mu = -k \int_{t_0}^{t_2} \Delta f dt + \mu_0$.

Функциональные преобразователи предназначены для преобразования относительного прироста в значение $P_{пр,i}$ по ХОП данной частоторегулирующей станции.

Сигнал предписанного значения активной мощности подается на вход передатчика телеизмерения ANG_i (см. гл. 1).

Характеристика относительного прироста расхода энергоносителя частоторегулирующей станции представляется нелинейной функцией преобразования μ в $P_{пр,i}$. В качестве ФП в системе ОРГРЭС использовался электромеханический преобразователь с электродвигателем, а ХОП электростанции реализовалась в виде шаблона с копиром, соединенным с индукционным преобразователем, соответствующее изменение выходного напряжения которого являлось сигналом $P_{пр,i}$.

Для каждой ЧРЭС создается свой канал связи КС и предусматривается та или иная система телеизмерения. В АСРЧ и М ОРГРЭС использовалась частотная система телеизмерения, причем ANG снабжался элементом для ручного воздействия РВ, позволявшим менять значение $P_{пр,i}$ по указанию диспетчера. На ЧРЭС устанавливается приемник телеизмерения ANE_i , в котором частотный сигнал, несущий информацию о $P_{пр,i}$, усиливается, преобразуется и поступает в устройство приема задания ПЗ, а затем в устройство распределения активной мощности электростанции УРАМ-С, содержащее функциональные преобразователи ФП по числу m агрегатов, участвующих в регулировании частоты, и соответствующие исполнительные элементы ИЭ.

В приемнике задания ПЗ сигнал, полученный от ANE , преобразуется в другой сигнал, более пригодный для дальнейшего функционального преобразования в предписанное значение мощности $P_{пр,j}$ турбоагрегату, участвующему в регулировании частоты по оптимальному закону распределения нагрузки электростанции $P_{пр,i}$ между турбоагрегатами. Приемник задания обладает

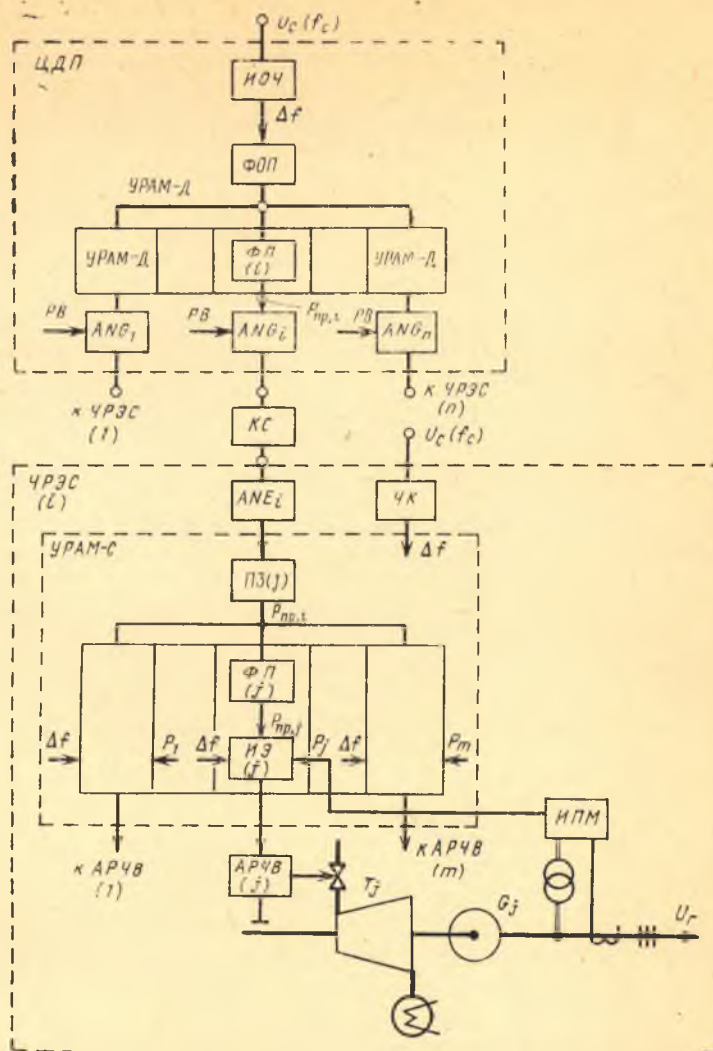


Рис. 10.12. Принципиальная схема централизованной АСРЧ и М ОРГРЭС.

способностью сохранять на своем выходе значение $P_{пр,i}$ при исчезновении сигнала в канале связи в результате его повреждения, равное передававшемуся по каналу связи до возникновения повреждения.

Для формирования предписанного значения мощности $P_{пр,j}$ агрегатам используются функциональные преобразователи, которые преобразуют в соответствии с ХОП турбоагрегата предписанное значение мощности электростанции $P_{пр,i}$ в предписанное значение мощности агрегата $P_{пр,j}$.

Исполнительный элемент, воздействующий на МИЧВ АРЧВ агрегата, реализует выходной сигнал по закону $k_f \Delta f + k_{s,j} (P_j - P_{пр,j}) = 0$, чем обеспечивается оптимальное распределение нагрузки между агрегатами. Значение P_j получается от измерительного преобразователя мощности ИПМ, установленного на каждом агрегате. Воздействие $k_f \Delta f$ вводится в ИЭ от частотного корректора ЧК для повышения устойчивости системы и качества регулирования и для обеспечения участия данной электростанции в регулировании частоты и мощности в энергосистеме при повреждении канала связи, когда $P_{пр,i}$, а следовательно, и $P_{пр,j}$ перестают изменяться. В этом случае воздействие $k_f \Delta f$ обеспечивает участие данной станции в регулировании мощности со статизмом по частоте. Выполнение исполнительного элемента зависит от типа двигателя МИЧВ и способа управления им.

Рассмотренная АСРЧ и М функционирует следующим образом. При нарушении баланса активной мощности и возникновении $\pm \Delta f$ формирователь относительного прироста изменяет предшествующее значение μ_0 , что сопровождается изменением $P_{пр,i}$ для всех ЧРЭС, на которых начинается изменение мощности $P_{пр,j}$ всех турбоагрегатов, участвующих в регулировании частоты. Баланс активной мощности начинает восстанавливаться, что приводит к восстановлению частоты и прекращению изменения μ , следовательно, $P_{пр,i}$ и $P_{пр,j}$. Однако процесс регулирования мощности на отдельных турбоагрегатах прекращается лишь после того, как мощность P_j становится равной $P_{пр,j}$.

Достоинством рассмотренной централизованной АСРЧ и М является наличие отдельного канала связи между ЦДП и ЧРЭС, что позволяет диспетчеру изменять $P_{пр,i}$ ручным воздействием РВ с учетом других требований, возникающих в процессе оперативного управления режимом работы энергосистемы, что соответствует основному принципу диспетчерского управления.

Основным ее недостатком является то, что формирование $P_{пр,i}$ для ЧРЭС по их ХОП происходит на ЦДП.

При этом всякое изменение состава и характеристик оборудования на электростанции приводит к нарушению ее экономического режима до тех пор, пока на ЦДП в соответствующем *ФП УРАМ-Д* не будет произведена коррекция. Этот недостаток АСРЧ и М определил появление новой системы, предложенной в 1953 г. во ВНИИЭ.

Децентрализованная АСРЧ и М ВНИИЭ

Принцип работы децентрализованной системы также рассматривается на примере автономной энергосистемы, когда нагрузка между ЧРЭС распределяется по равенству относительного прироста затрат.

В качестве общего параметра распределения нагрузок используются интегральная функция отклонения частоты и пропорциональное ей значение относительного прироста затрат в ЭЭС.

Основная трудность реализации метода состоит в необходимости одинакового измерения Δf на всех ЧРЭС, что возможно лишь при условии, что отклонение частоты измеряется по отношению к частоте эталонного источника, обладающего весьма малой погрешностью, поскольку для создания регулирующего воздействия используется интегральная функция. Таким образом, все ЧРЭС должны быть снабжены эталонными генераторами частоты 50 Гц и должна быть организована периодическая проверка их точности.

Другой способ реализации децентрализованной системы базируется на замере Δf , формировании интегральной функции в едином центре, например на ЦДП, и передаче значения системного относительного прироста затрат μ как единого параметра на все ЧРЭС средствами телемеханики, где оно используется для определения предписанного значения мощности по ХОП.

Упрощенная принципиальная схема рассматриваемой системы показана на рис. 10.13. Технические средства системы разделяются на системную и станционную части. Для передачи регулирующего воздействия на ЧРЭС используются линии связи ЦДП с ЧРЭС, на которых организуется один симплексный (см. гл. 1) канал связи КС. В системной части АСРЧ и М, установленной на ЦДП, ИОЧ фиксирует отклонение частоты $\pm \Delta f$, сигнал о котором поступает в формирователь системного относительного прироста затрат μ *ФОП* в виде интегральной

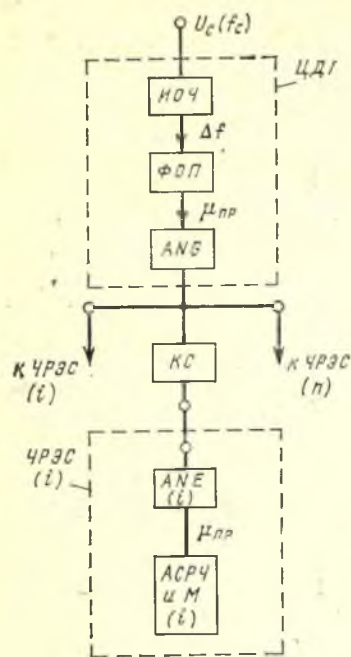


Рис. 10.13. Принципиальная схема децентрализованной АСРЧ и М ВНИИЭ.

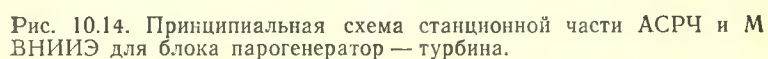
функции отклонения частоты, затем с помощью передатчика телеизмерения *АНГ* и канала связи *КС*, значение $\mu_{пр}$ передается на все ЧРЭС. Характер сигнала в *КС* зависит от принятого типа телемеханической системы (см. гл. 1).

Станционная часть содержит приемник телеизмерения *АНЕ_i*, преобразующий телемеханический сигнал в значение $\mu_{пр}$, поступающее в станционную часть АСРЧ и М, которая зависит от типа ЧРЭС. На рис. 10.14 представлена станционная часть блочной ТЭС, где для каждого блока парогенератор—турбина имеется свое устройство задания мощности *УЗМ*, которое по значению $\mu_{пр}$ в функциональном преобразователе формирует сигнал, соответствующий предписанному значению мощности блока $P_{пр,j}$. Выполнение *УЗМ* зависит от ви-

да сигнала и аппаратуры, используемых в системе. Для улучшения динамических свойств АСРЧ и М в *УЗМ* вводится сигнал по Δf , получаемый от *ИОЧ*, установленного на ЧРЭС.

В пропорционально-интегральном регуляторе мощности *АВ* происходит сравнение P_j и $P_{пр,j}$ и формируется управляющее воздействие на АРЧВ турбины. Значение P_j получается от измерительного преобразователя мощности *ИПМ*, установленного на агрегате. Функционирование рассматриваемой АСРЧ и М в целом происходит аналогично функционированию централизованной АСРЧ и М, описанному выше.

Как указывалось, для ТЭС АСРЧ и М должна обеспечивать одновременное воздействие на АРЧВ турбины и на автоматический регулятор тепловой нагрузки паро-



25*

скольку действительная функциональная зависимость $Q_j(P_j)$ нелинейна, в *АРТН* вводится корректирующее воздействие по отклонению давления пара $Q_{\Delta p, i}$, которое формируется в пропорционально-интегральном выврателе *ПИВ* по закону $Q_{\Delta p, i} = \gamma_2 (\Delta p + \gamma_3 \int \Delta p dt)$,

где γ_2 и γ_3 — коэффициенты пропорциональности.

Автоматический регулятор тепловой нагрузки воздействует на традиционную систему регулирования блока парогенератор — турбина. В установившемся режиме описанная схема обеспечивает постоянство частоты и давления пара при заданном значении нагрузки блока. В процессе эксплуатации блока изменяются характеристики отдельных элементов и требуется коррекция ХОП блока и его регулировочного диапазона. Для этой цели служат устройства коррекции *УК*, которые получают информацию от соответствующих измерительных преобразователей: вакуума в конденсаторе *ИПВ—УК2*; давления пара в регулирующей ступени *ИПД—УК3*; положения регулирующих клапанов *ИПП—УК4* и давления пара перед турбиной *ИПД—УК5*. Устройство коррекции *УК1* действует при изменении состава вспомогательного оборудования.

Как указывалось, *АСРЧ* и *М ВНИИЭ* может быть реализована без канала связи с *ЦДП*, если на *ЧРЭС* будут установлены эталонные генераторы частоты (*ЭГЧ*), $f_0 = 50$ Гц. Опыт разработки генераторов с малой погрешностью показывает, что создание стабильных эталонных генераторов больших частот, измеряемых кило- и мегагерцами, не представляет особых трудностей. Однако для понижения частоты до 50 Гц требуются многоступенчатые преобразователи, в которых может накапливаться значительная погрешность, для устранения которой требуются сложные технические средства.

Для формирования на *ЧРЭС* системного относительного прироста затрат μ с применением *ЭГЧ* ранее использовалась схема, в которой измерительным преобразователем относительного прироста затрат в *ЭС* служил индукционный преобразователь — сельсин [9]. Статорная обмотка сельсина питается напряжением сети, а обмотка возбуждения — от *ЭГЧ*. Момент, развиваемый на валу индукционного преобразователя, зависит от магнитного потока статора Φ_c и ротора Φ_r и угла сдвига фаз между ними $M = k\Phi_c\Phi_r \sin \gamma$. При $f \neq f_0$ угол поворо-

та ротора сельсина пропорционален интегральной функции отклонения частоты в системе от эталонной $f_0 = 50$ Гц. Дальнейшее преобразование угла поворота в электрический сигнал может быть реализовано по-разному, в частности с помощью второго сельсина.

Децентрализованная АСРЧ и М обладает тем достоинством, что позволяет вносить коррективы в ХОП непосредственно на станции путем введения в УЗМ корректирующих сигналов. Недостатком децентрализованной системы является отсутствие возможности изменения режима отдельных ЧРЭС диспетчером в процессе оперативного управления режимом работы энергосистемы, что противоречит основному принципу диспетчерского управления.

Учет потерь в сетях при оптимальном распределении нагрузки между ЧРЭС

Увеличение мощности ЭЭС и протяженности ее сетей обуславливает необходимость учета потерь в них при оптимальном распределении нагрузки между электростанциями, как участвующими, так и не участвующими в регулировании частоты и мощности.

Как было показано в § 10.1, распределение нагрузки между электростанциями при учете потерь в сетях производится по критерию (10.6). При планировании суточных графиков нагрузки электростанций с учетом потерь в сетях требуется производить большие по объему расчеты потерь ΔP и относительных приростов потерь в сетях для каждой электростанции σ_i . По мере внедрения вычислительной техники в энергетику для ускорения расчетов суточных графиков нагрузки разрабатывались аналоговые расчетные устройства, в которых различными методами измерялись и моделировались значения ΔP и σ .

Для реализации оптимального распределения нагрузки с учетом потерь в сетях между ЧРЭС в процессе регулирования частоты и мощности по критерию (10.6) могут быть использованы и централизованный и децентрализованный методы. В дальнейшем в процессе разработки АСРЧ и М на их основе были синтезированы и другие методы и системы регулирования.

Централизованная АСРЧ и М. Поскольку в АСРЧ и М ОРГРЭС в качестве общего параметра распределения

используется интегральная функция отклонения частоты μ , а регулирующее воздействие, как заданное для каждой ЧРЭС значение мощности, формируется на ЦДП ЭЭС, то в соответствии с критерием (10.6) при учете потерь в сетях для каждой ЧРЭС должен быть сформирован относительный прирост затрат $\mu_i = (1 - \sigma_i)\mu$, что требует непрерывного определения σ_i в темпе процесса регулирования частоты.

В централизованной АСРЧ и М измерение σ_i производится на аналоговой модели сети, входящей в диспетчерский комплект устройства распределения активной мощности.

Эти модели выполняются при допущении, что напряжение в узлах сети неизменно, сеть однородна, а реактивная нагрузка не учитывается, поэтому учет потерь в сетях осуществляется приближенно.

Узловые точки модели питаются токами, пропорциональными узловым мощностям, которые определяются соответствующими измерительными преобразователями активной мощности, установленными в сети. Информация от этих преобразователей передается на ЦДП средствами телеизмерения. Токи в узлах, где расположены ЧРЭС, пропорциональны предписанному значению мощности $P_{пр,i}$ и могут быть получены непосредственно с выхода соответствующих УРАМ-Д. Для коррекции в некоторых узлах сети, графики нагрузки которых отличаются от системного графика, в них вводится корректирующий ток от устройства задания графика нагрузки. Если в базовый узел сети ввести ток, пропорциональный $\lg \mu$, то, как показано в [34], напряжение в узловых точках ЧРЭС будет пропорционально $\lg \mu_i$ и может быть введено в УРАМ-Д.

Использование для определения $\mu_i = (1 - \sigma_i)\mu$ логарифмического масштаба позволяет при аналоговом моделировании операцию умножения $\sigma_i \mu$ заменять операцией сложения. В функциональных преобразователях УРАМ-Д ХОП соответствующей электростанции должна быть представлена в полулогарифмическом масштабе $P_{пр,i}(\lg b_i)$.

Децентрализованная АСРЧ и М. При разработке системы во ВНИИЭ предложен и метод децентрализованного замера относительного прироста потерь активной мощности в сети. Этот метод базируется на соотношении

$$\sigma_i = 2 \sum_{s=1}^l I_s R_s \frac{\partial I_s}{\partial P_i},$$

которое показывает, что значение σ_i пропорционально потере напряжения в сети. Теоретическая разработка метода во ВНИИЭ показала, что если на ЧРЭС получить информацию о векторе напряжения на шинах базового узла сети (условного центра сети), то, измерив вектор напряжения на шинах, можно определить продольную $\Delta U'$ и поперечную $\Delta U''$ составляющие падения напряжения в линиях, соединяющих базовый узел сети с узлом данной ЧРЭС. Если все эти линии однородны, т. е. отношение $\tau = X_{\pi}/R_{\pi}$ на всех участках одинаково, то σ_i определяется по выражению

$$\sigma_i = \frac{2}{U_i} \frac{\Delta U' + \tau \Delta U''}{1 + \tau^2}. \quad (10.11)$$

Во ВНИИЭ было разработано соответствующее устройство — измерительный преобразователь потерь в сетях. Если линии неоднородны, то предлагается σ определять отдельно для участка с одинаковым τ и передавать эту информацию по телеканалам на ЧРЭС, где эти величины суммируются.

Рассмотренный метод требует создания специальных периферийных телеканалов между базовым узлом и ЧРЭС, что является его недостатком. Пользуясь этим методом, значение σ_i можно определить на ЦДП ЭЭС, т. е. централизованно, поскольку там может быть получена информация о векторах напряжения на шинах тех или иных узлов. Это и позволяет формировать на ЦДП для каждой ЧРЭС значение $\mu_i = (1 - \sigma_i)\mu$ и передавать его по отдельному каналу связи.

Таким образом, возникает синтез централизованной и децентрализованной систем и ЧРЭС могут получать в общем случае задание или в виде мощности $P_{пр,i}$, или в виде относительного прироста затрат μ_i и использовать ту или иную величину в зависимости от потребности. Дальнейшее расширение функций АСРЧ и М для ограничения и регулирования перетоков мощности между отдельными узлами сети еще в большей мере требует синтеза указанных методов.

Как указывалось, в ЭЭС производится планирование суточного графика нагрузки для всех электростанций. Плановая социалистическая экономика позволяет планировать потребление электрической энергии в различных ее сферах с учетом прогноза изменения нагрузки. Способы прогнозирования, основанные на математических методах, обеспечивают достаточно большую их точность.

Современные методы оптимизации режимов работы энергетического производства и применение цифровых ЭВМ для проведения сложных оптимизационных расчетов позволяют распределять нагрузку между электростанциями с учетом потерь в сетях и оптимального потоко-распределения в них на разных ступенях напряжения и получать суточные графики плановых нагрузок электростанций с достаточно большой точностью реализации. Однако случайный характер изменения нагрузки сохраняется и неплановые изменения нагрузки всегда существуют, хотя и составляют небольшой процент плановых.

Такое соотношение между двумя категориями нагрузки позволило предложить раздельное их регулирование. Метод раздельного регулирования в [47] назван комбинированным и может быть реализован с помощью централизованного и децентрализованного методов. Плановая нагрузка в виде суточного графика мощности или относительного прироста затрат может передаваться с ЦДП средствами телеизмерения с тем или иным временным интервалом или формироваться на самой электростанции по ранее полученному суточному графику нагрузки с помощью автоматического устройства задания графика нагрузки. Значения плановых мощностей или относительного прироста затрат могут реализовываться в ранее описанных станционных АСРЧ и М.

Неплановые изменения нагрузки сопровождаются отклонением частоты и могут регулироваться соответствующими ЧРЭС децентрализованным методом путем формирования регулирующего воздействия с помощью интегральной функции отклонения частоты. Регулирующие воздействия, определяющие плановое и неплановое изменение нагрузки, суммируются и подаются в устройство для распределения нагрузки между агрегатами. Таким образом, все неплановые нагрузки распределяют-

ся между ЧРЭС по равенству относительных приростов затрат без учета потерь в сетях. Ранее сформулированное для децентрализованного метода требование точности и однозначности замера Δf на всех ЧРЭС в данном случае может не выполняться, так как неточность распределения неплановых нагрузок не может вызвать существенного отклонения режима ЧРЭС от оптимального. Наиболее полно комбинированный метод разработан в АСРЧ и М Энергосетьпроектом и рассмотрен ниже.

10.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ЛИНИЯМ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

По мере развития ЭЭС, создания объединенных энергосистем и формирования Единой электроэнергетической системы страны вводятся в действие системообразующие и передающие линии высокого напряжения (330 кВ и выше), связывающие ЭЭС в пределах ОЭС и отдельные ОЭС между собой. Это системное объединение дает возможность реализовать межсистемный эффект, сводящийся к оптимальному использованию установленной мощности электростанций ЭЭС, входящих в ОЭС. Одна из его составляющих — нагрузочный эффект — связана с несовпадением максимумов нагрузок ЭЭС, расположенных в разных часовых поясах, другая обусловлена уменьшением резервной мощности в каждой из ЭЭС, входящих в ОЭС [48].

Передающие линии в ЭЭС и линии связи в ОЭС проектируются и выполняются на определенные предельные передаваемые мощности. По мере роста ЭЭС и расширения связей те или иные линии переходят в разряд так называемых «слабых связей» и могут перегружаться при изменении нагрузки отдельных ЭЭС. Опыт эксплуатации и простейшие расчеты показывают, что даже незначительное изменение частоты в объединении вызывает большие изменения перетоков по отдельным линиям как в ЭЭС, так и в ОЭС, что может привести к нарушению их статической устойчивости и термической стойкости.

Сказанное обуславливает необходимость регулирования или ограничения перетоков мощности по отдельным линиям. Для осуществления такого регулирования в ЭЭС, входящих в объединение, должны выделяться

электростанции, изменение мощности которых приводит к изменению мощности по той линии, где должно происходить регулирование или ограничение.

Поскольку входящие в объединение ЭЭС взаимно связаны между собой, то может возникнуть необходимость регулирования не только перетоков мощности по отдельным линиям, но и так называемой обменной мощности, которая позволяет определить, является ли ЭЭС производящей или потребляющей с точки зрения объеди-

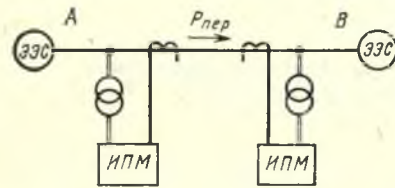


Рис. 10.15. Схема объединения двух ЭЭС.

нения. Для фиксации обменной мощности необходимо получать информацию о сумме мощностей по всем линиям связи данной ЭЭС с другими.

Для реализации автоматического регулирования перетоков мощности или обменной мощности, а также для

обеспечения автоматического ограничения мощности по отдельным линиям они должны быть оборудованы техническими средствами, фиксирующими значение передаваемой мощности, и средствами телемеханики, передающими нужную информацию в пункт формирования закона управления режимом работы линии (см. гл. 1). Сформированное регулирующее воздействие средствами телемеханики должно передаваться на электростанцию, способную регулировать частоту и мощность (ЧРЭС).

Таким образом, у АСРЧ и М появляется еще одна функция — регулирование и ограничение значения перетоков мощности по отдельным линиям связи и регулирование обменной мощности в ОЭС.

Для изучения основных законов регулирования перетоков мощности следует рассмотреть простейшую модель связи между двумя ЭЭС А и В, показанную на рис. 10.15. Если в данный момент времени ЭЭС А является производящей, а ЭЭС В потребляющей, то имеет место переток мощности $P_{пер}$ из А в В. Переток мощности имеет разные знаки — положительный для ЭЭС А и отрицательный для ЭЭС В. Измерительные преобразователи ИПМ должны быть способны фиксировать знак перетока мощности (см. гл. 1).

Переток по линии связи сохраняется постоянным, если изменение нагрузки в каждой из ЭЭС покрывается изменением мощности ЧРЭС данной ЭЭС.

Регулирование перетоков мощности обычно осуществляется совместно с регулированием частоты, так как изменение обеих величин есть следствие нарушения баланса мощностей. Примером совместного регулирования может служить система регулирования частоты с запретом действия (блокировкой) по знаку мощности перетока [42].

В каждой ЭЭС АСРЧ и М дополняется устройством, фиксирующим знак отклонения мощности перетока. Регулирующее воздействие реализуется только в той ЭЭС, где знак отклонения частоты и знак отклонения мощности перетока совпадают; в другой ЭЭС регулирующее воздействие блокируется. В этом случае при изменении нагрузки, например, в ЭЭС В происходит отклонение частоты как в ЭЭС А, так и в ЭЭС В, однако изменяет свою мощность только ЧРЭС в ЭЭС В, а действие АСРЧ и М в ЭЭС А запрещается.

Совместное регулирование обычно реализуется путем одновременного формирования регулирующих воздействий по отклонениям частоты и мощности перетока.

Регулирование частоты со статизмом по перетоку мощности

В каждой из ЭЭС А и В установлены АСРЧ и М со статизмом по перетоку мощности в линии связи. Закон регулирования для каждой ЭЭС записывается в виде

$$\Delta f + k_s (P_{\text{пер}} - P_{\text{пер,пр}}) = \Delta f + k_s \Delta P_{\text{пер}} = 0, \quad (10.12)$$

где k_s — коэффициент, определяющий соответствие регулирующих воздействий; $P_{\text{пер,пр}}$ — предписанное значение мощности перетока.

Для каждой ЭЭС закон реализуется с учетом знака мощности перетока.

Следовательно, при показанном на рис. 10.15 направлении перетока и при изменении нагрузки в ЭЭС В регулирующие воздействия по Δf и ΔP АСРЧ и М ЭЭС А будут разнозначными и результирующее воздействие уменьшается, а в АСРЧ и М ЭЭС В они будут однозначными и результирующее воздействие увеличивается. Изменение нагрузки в той или иной ЭЭС покрывается

в большей степени изменением мощности ЧРЭС той же ЭЭС.

Изменением коэффициента k_s можно так настроить АСРЧ и М каждой ЭЭС, чтобы изменения нагрузки в данной ЭЭС покрывались изменением мощности только ее ЧРЭС, т. е. имел бы место принцип автономности при регулировании мощности в ЭЭС. Такая настройка достигается, если коэффициент k_s равен коэффициенту статизма k_c данной ЭЭС, однако, как указывалось в гл. 9, коэффициент статизма ЭЭС есть величина переменная и поэтому получить условие непрерывной автономности затруднительно.

Рассмотренный закон регулирования частоты со статизмом по перетоку мощности в установившемся режиме обеспечивает постоянство частоты и предписанное значение обменной мощности, а нарушение условия автономности приводит лишь к затянувшемуся переходному процессу регулирования мощности.

В некоторых литературных источниках вводится понятие системного параметра $R = f + kP_{\text{пер}}$ и рассмотренный закон регулирования называется законом регулирования по отклонению системного параметра [46].

Регулирование частоты и обменной мощности в ОЭС

В ОЭС, где имеется несколько взаимно связанных ЭЭС регулирование частоты и мощности может осуществляться соответствующими АСРЧ и М, установленными в каждой из ЭЭС и регулируемыми частоту со статизмом по обменной мощности.

Если предположить, что в ОЭС имеется n ЭЭС, то закон регулирования для каждой i -й ЭЭС запишется в виде

$$\Delta f + k_{s,i}(P_{\text{обм},i} - P_{\text{обм},i,\text{пр}}) = \Delta f + k_{s,i}\Delta P_{\text{обм},i}. \quad (10.13)$$

Каждые две ЭЭС, связанные друг с другом, например i и k , имеют АСРЧ и М с одинаковыми параметрами, но реализуют регулирующее воздействие с учетом знака изменения обменной мощности $\Delta P_{\text{обм},i} = -\Delta P_{\text{обм},k}$. В этом

случае очевидно $\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{обм},i} = 0$. Если, разделив каждое

уравнение (10.13) на свой коэффициент $k_{s,i}$, просуммиро-

вать их, то можно получить соотношение $\Delta f \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_{\varepsilon, i}} = 0$,

которое свидетельствует, что при таком регулировании имеет место постоянство частоты. Рассматриваемая система регулирования может обеспечить автономность регулирования частоты и мощности в отдельных ЭЭС при указанном выше условии.

Реализация рассмотренных законов регулирования может осуществляться и по отклонению частоты и мощности, и по интегральной функции или отклонения каждого из параметров или отклонения системного параметра. Ниже приводится один из вариантов реализации регулирования частоты и обменной мощности в ОЭС.

10.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ОЭС И ЕЭС

В настоящее время в СССР осуществлено объединение ЕЭС европейской части и Сибири с одной стороны и создание связей с энергетическими объединениями стран социалистического содружества.

Уже большие ЭЭС и ОЭС, а тем более ЕЭС носят отчетливый характер так называемой кибернетической большой системы, которая живет и развивается, выдвигая многообразие научных проблем проектирования и эксплуатации сверхмощных объединений и связей между ними на сверхвысоких напряжениях. По мере роста объединения относительные нерегулярные колебания нагрузки уменьшаются и увеличивается стабильность частоты. В то же время возрастают абсолютные значения этих колебаний, что приводит к значительному изменению мощности ЧРЭС, превышающему их регулировочный диапазон. Поэтому для обеспечения оптимального режима этих электростанций требуется увеличение их числа.

Ранее рассмотренные методы регулирования частоты и мощности для автономных ЭЭС, обеспечивающие астатическое регулирование частоты и оптимальное распределение нагрузки, требуют расширения функций и усложнения алгоритма функционирования. Возникает проблема разработки автоматизированной системы управления частотой и мощностью АСУЧ и М ЕЭС, охватывающей все этапы управления. Автоматизирован-

ная система управления должна включать в себя автоматическую систему регулирования частоты и мощности (АСРЧ и М), выполняющую следующие функции: астатическое регулирование частоты в ЕЭС; регулирование частоты в отдельных частях ЕЭС при их отделении; регулирование обменной мощности между ОЭС; ограничение перетоков мощности по внешним связям ОЭС, внутренним связям между ЭЭС, входящими в ОЭС, и «слабым» связям между теми или иными элементами ЕЭС, вплоть до внутрисистемных связей в ЭЭС; оптимальное распределение нагрузки между элементами ЕЭС на любом из уровней управления.

Как подсистема АСДУ, входящей в АСУ «Энергия», АСУЧ и М ЕЭС выполняется по ступенчато-иерархическому принципу формирования управляющих воздействий, которые и реализуются в АСРЧ и М на всех ступенях.

Первой (нижней) ступенью следует считать АСРЧ и М, установленные на ЧРЭС. На этой ступени реализуются управление активной мощностью электростанции и работающих в данное время на ней агрегатов с учетом всех условий функционирования АСУЧ и М ЕЭС.

Вторая (средняя) ступень образуется АСУЧ и М ЭЭС, где формируются управляющие воздействия для оптимального распределения нагрузки между ЧРЭС с учетом потерь в сетях и ограничения мощности по слабым внутрисистемным связям, если используется централизованный метод или синтезированный централизовано-децентрализованный метод.

Третья (верхняя) ступень — это АСУЧ и М ОЭС, где осуществляется регулирование суммарной обменной мощности данной ОЭС с другими по тому или иному закону, а также взаимосвязь систем регулирования отдельных ЭЭС, выполненных иногда по различным принципам. На этой ступени осуществляется и оптимальное распределение нагрузки между ЭЭС, входящими в ОЭС, и централизованное ограничение перетоков по внешним связям. Регулирование частоты в ЕЭС осуществляется выделенными для этой цели электростанциями.

Четвертая (высшая) ступень — это АСУЧ и М ЕЭС, где формируются управляющие воздействия для изменения уставки по частоте для выделенных ЧРЭС, а также для изменения предписанных значений обменной мощности между ОЭС. В случае необходимости на этой ступени

пени может производиться корректировка нагрузок на различных ступенях.

Описанное распределение функций между отдельными ступенями управления является условным и может изменяться и дополняться новыми функциями по мере совершенствования АСУЧ и М и превращения ее в адаптивную систему с переменной структурой на разных ступенях. Разрабатываемая в настоящее время АСУЧ и М базируется на эксплуатирующихся в отдельных ЭЭС и ОЭС АСРЧ и М, выполненных в различных организациях (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, ОРГРЭС), где используются описанные выше методы регулирования частоты и мощности.

Все указанные АСРЧ и М реализованы на базе аналоговой техники. Происходящая в настоящее время смена элементной базы, использование в АСРЧ и М цифровой техники и применение управляющих вычислительных машин (УВМ) для АСУЧ и М как подсистемы АСДУ «Энергия» являются предметом разработок, не вышедших из стадии проектирования или эксплуатации опытных образцов. Отсутствие литературной информации не позволяет привести в настоящем учебном пособии описание цифровых АСРЧ и М.

В ряде ЭЭС и ОЭС широко используется АСРЧ и М, разработанная в Энергосетьпроекте (ЭСП) в соответствии с комбинированным методом и выполненная на аналоговых элементах. Плановые нагрузки, рассчитанные с весьма большой точностью, распределяются между ЭЭС и электростанциями по оптимальному критерию с учетом потерь в сетях и поступают на соответствующие диспетчерские пункты и пункты управления электростанциями. На электростанциях устанавливаются устройства задания графика нагрузки, которые могут быть автоматизированы, для того чтобы в соответствии с временными интервалами изменения графика нагрузки (обычно с часовым интервалом) выдавать в станционную АСРЧ и М управляющие воздействия на изменение мощности или относительного прироста затрат. Эти величины могут также распределяться централизованно с использованием, например, АСРЧ и М ОРГРЭС.

Неплановые нагрузки, вызывающие нарушение баланса мощностей и как следствие отклонения частоты и обменной мощности, регулируются соответствующими АСРЧ и М, которые располагаются на ДП ОЭС, ЦДП

ЭЭС или на отдельных ЧРЭС и функционируют совместно.

К регулированию плановых и неплановых нагрузок целесообразно привлекать наибольшее число электростанций. Уменьшение регулировочного диапазона каждой из них повышает экономичность их работы.

Функциональная схема реализации АСРЧ и М ЭСП приведена на рис. 10.16. На диспетчерский пункт (ДП ОДУ) ЭЭС поступает информация о перетоках мощности по внешним связям данной ЭЭС с другими и о перетоках по внутренним связям данной ЭЭС. Эта информация собирается непрерывно измерительными преобразователями активной мощности *ИПМ*, установленными на соответствующих линиях, и передается средствами телеизмерения. Для каждой из этих связей в АСРЧ и М имеется свой автоматический ограничитель перетока *АОП* или *АОП* суммарного перетока (обмена), если в этом есть необходимость. Автоматический ограничитель перетока содержит устройство, предписывающее задание, и на его выходе возникает регулирующее воздействие как интегральная функция отклонения перетока

$$k \int_{i_0}^{t_1} \Delta P_{\text{пер}} dt,$$

которое поступает в устройство распределения *УР*, имеющее столько выходов, сколько объектов регулирования предусмотрено в ЭЭС.

От каждого устройства распределения регулирующее воздействие поступает на объектный сумматор *ОС*, где формируется единое для данного объекта регулирующее воздействие и передается на ЧРЭС средствами телеизмерения, или на ЦДП ЭЭС, где формируются регулирующие воздействия для электростанций, входящих в ЭЭС.

На электростанции или на ЦДП ЭЭС устанавливаются устройства, предписывающие задания неплановых нагрузок *УЗВН*, которое осуществляет регулирование по пропорционально-интегральному критерию и служит запоминающим устройством для регулирующего воздействия, поступающего по каналу связи и предназначенного для реализации в АСРЧ и М электростанции, где осуществляется распределение нагрузки между агрегатами. При неплановых нарушениях баланса мощностей происходит изменение мощности регулирующих электростанций до тех пор, пока небаланс мощности перетока не исчезнет, но наличие интегральной функции отклонения

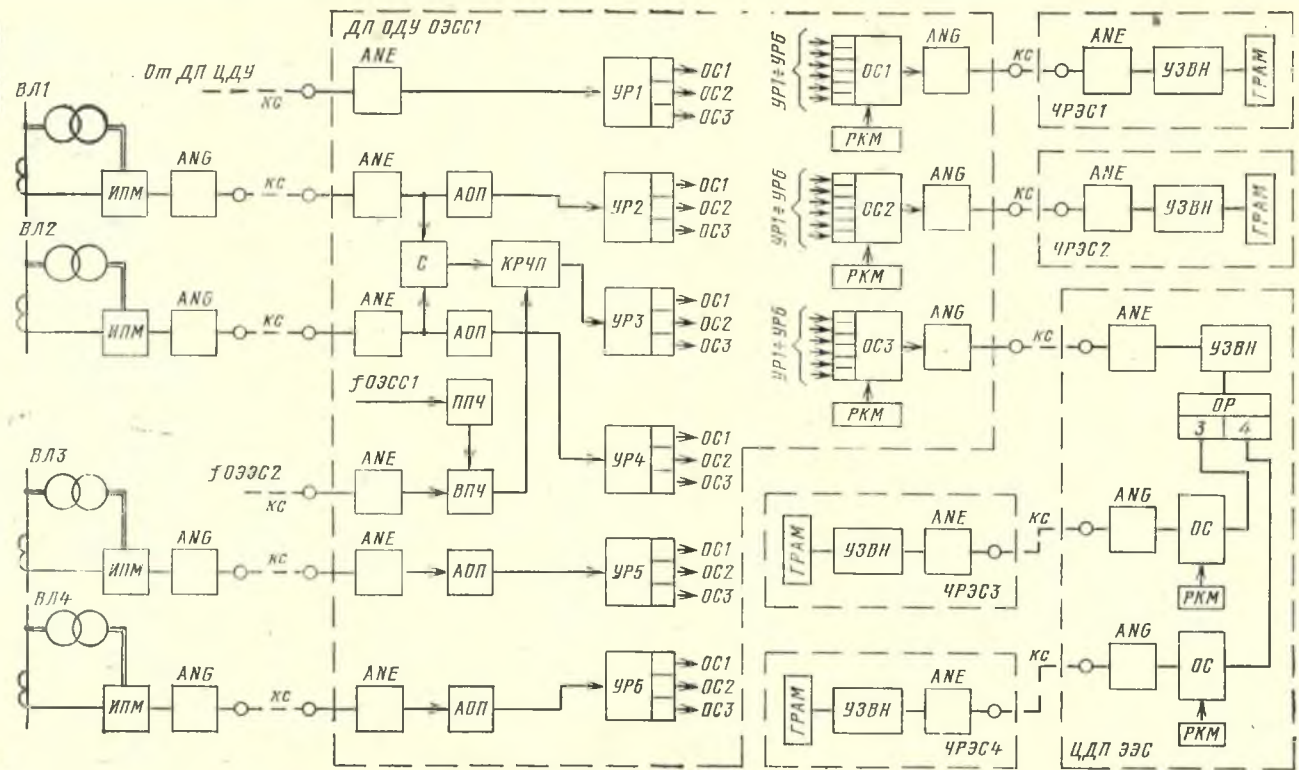


Рис. 10.16. Принципиальная схема АСРЧ и М ЭСП на уровне ОЭС.

перетока будет вызывать дальнейшее уменьшение текущего значения мощности перетока, что приводит к уменьшению регулирующего воздействия, вырабатываемого в АОП, и АСРЧ и МЭС начнет менять нагрузку электростанции в направлении восстановления предшествующего возмущению значения.

На ДП ОЭС устанавливается комплексный регулятор частоты и перетоков (КРЧП), предназначенный для формирования регулирующих воздействий, обеспечивающих астатическое регулирование частоты, перетоков и регулирование перетоков со статизмом по частоте.

Регулирующее воздействие от КРЧП формируется как интегральная функция отклонения соответствующего параметра. КРЧП имеет свое устройство распределения УР для воздействия на соответствующие электростанции.

Отдельное УР предназначено для регулирующих воздействий от системы высшего уровня, получаемых на ДП ОЭС от ДП ЕЭС по соответствующим каналам телеизмерения.

Передача на электростанцию или на ДП ЭЭС регулирующих воздействий только в виде интегральной функции отклонения соответствующих параметров увеличивает помехоустойчивость данной системы и позволяет избежать ее неправильных действий, которые могут иметь место при передаче по одному каналу связи совместно и отклонения и ее интегральной функции и при нарушении канала связи.

Запоминание в УЗВН обеих составляющих, из которых воздействие по отклонению обычно много больше воздействия по интегральной функции отклонения, может вызвать значительное изменение мощности электростанции и привести к нарушению устойчивости ее работы.

Создание отдельных каналов связи для составляющих регулирующего воздействия приведет к значительному увеличению их числа.

Для получения пропорциональной составляющей в УЗВН предусматривается дифференцирующее устройство и сумматор. Для осуществления статизма по частоте на ДП ОЭС предусматривается устройство для фиксации разности частот соседних ОЭС. Выявление величины Δf может осуществляться на промышленной или другой частоте. Как показано на схеме (рис. 10.16), вы-

явление Δf осуществляется на уровне более высоких частот и фактическое значение частоты в ЕЭС f поступает в преобразователь промышленной частоты ППЧ, а затем в выявитель разности частот ВРЧ. Информация о значении частоты в соседней ОЭС поступает по каналу телеизмерения.

В КРЧП, установленном на ДП ОДУ, формируется пропорционально-интегральный закон регулирования частоты и суммарной обменной мощности между ОЭС, а также аналогичный закон ограничения мощности в том или ином направлении передачи электрической энергии. Кроме того, система получает регулирующее воздействие F_1 от высшей ступени, т. е. из ЦДУ ЕЭС.

Регулирующее воздействие F , передаваемое на соответствующие электростанции, записывается в виде

$$F = F_1 + \alpha_1 k_f \Delta f + \alpha_3 k_c \Delta P_c + \int_{t_0}^{t_1} (\alpha_2 k_{и, f} \Delta f + \alpha_4 k_{и, c} \Delta P_c) dt + \\ + \sum_{j=1}^n \varphi_j \left(k_{пер, j} \Delta P_{пер, j} + \int_{t_0}^{t_1} k_{и, пер, j} \Delta P_{пер, j} dt \right),$$

где Δf — отклонение частоты от предписанного значения, или разность частот в двух соседних ОЭС (рис. 10.16); ΔP_c — отклонение суммы обменных мощностей от заданного значения; $\Delta P_{пер, j}$ — отклонение перетока мощности от предписанного значения при ограничениях по j -му направлению; $k_f, k_c, k_{пер}$ — коэффициенты передачи регулятора и ограничителя по отклонению; $k_{и, f}, k_{и, c}, k_{и, пер}$ — аналогичные коэффициенты по интегральному отклонению; α_1 — α_4 — коэффициенты, определяющие режим работы АСР; при использовании данной величины в законе регулирования $\alpha=1$, при неиспользовании $\alpha=0$; φ_j — коэффициент, определяющий необходимость введения ограничения по j -му направлению,

$$\varphi_j = \begin{bmatrix} 0 & \text{при } |P_{пер, j}| < |P_{огр, j}| \text{ и } \int_{t_0}^{t_1} \Delta P_{пер, j} dt = 0 \\ 1 & \text{при } |P_{пер, j}| \geq |P_{огр, j}| \text{ и } \int_{t_0}^{t_1} \Delta P_{пер, j} dt \neq 0 \end{bmatrix};$$

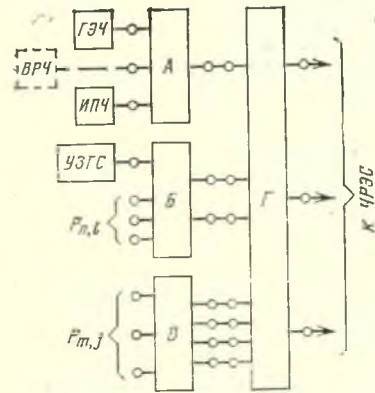
Управляющее воздействие F распределяется между регулируемыми электростанциями по коэффициентам долевого участия, которые заложены в устройствах распределения (рис. 10.16).

ностей, содержащих в себе устройство для автоматического ограничения перетоков, разработанный в ЛПИ и описанный в [49].

Регулятор состоит из четырех комплектов. Комплект *А* предназначен для выявления Δf — отклонения частоты от заданного значения или разности частот двух соседних ОЭС, (ВРЧ) как это показано на рис. 10.16. В комплекте *Б* осуществляется формирование второго и третьего слагаемых управляющего воздействия. Вторая со-

ставляющая ΔP_c — отклонение суммы обменных мощностей от заданного значения, получаемого из устройства задания графика суммы *УЗГС*. В комплекте предусматривается возможность введения зоны нечувствительности по сумме. Третья составляющая — интегральная, реализуется методом суммирования. Комплект *B* выполняется как набор одинаковых устройств автоматического ограничения перетоков по внешним и внутренним связям.

404



Комплект Γ обеспечивает распределение управляющего воздействия между регулирующими электростанциями в соответствии с коэффициентами долевого участия.

Опытные образцы цифрового регулятора проходили эксплуатационную проверку. Разрабатываемые в настоящее время различными организациями АСРЧ и М для тех или иных уровней управления базируются на использовании управляющих вычислительных машин, где соответствующие программы могут обеспечить регулирование по указанному закону без применения специальных регуляторов.

Кроме описанной выше АСРЧ и М ЭСП для ОЭС Юга во ВНИИЭ разработана соответствующая автоматическая система, принципы действия которой изложены в § 10.2, а реализация достаточно подробно описана в [34].

Глава одиннадцатая

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

11.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Современные ЭЭС представляют собой большие автоматизированные системы, функционирование которых невозможно без наличия целого комплекса автоматических устройств. Среди этого комплекса одно из первых мест по значению и внедрению в ЭЭС занимают устройства противоаварийной автоматики (ПА).

Основным периодом развития идей и методов современной ПА явился период создания и освоения в СССР дальних электропередач 400—500 кВ [58]. Появление таких электропередач, вначале использовавшихся для транзитной передачи электроэнергии от удаленных ГЭС, а затем превратившихся в межсистемные связи объединений ЭЭС и связи между ОЭС, вызвало необходимость разработки устройств ПА, предназначенных для обеспечения живучести ЭЭС в целом, устойчивости работы электропередач сверхвысоких напряжений и надежности и бесперебойности электроснабжения при разного рода авариях.

В настоящее время происходит увеличение номинальных напряжений электропередач, что объясняется экономическими соображениями: электропередачи 500 и 750 кВ (а в будущем и 1150 кВ) составляют основу ЕЭС СССР как в европейской части страны, так и в Сибири. При этом электропередачи напряжением до 500 кВ включительно все более относятся к классу распределительных сетей, а роль системообразующих связей постепенно переходит к линиям 750 кВ.

Использование электропередач 500 кВ и выше в качестве основных связей между ОЭС является главной их особенностью, которая обусловила тесную взаимосвязь режимов работы электропередач и связываемых ими ОЭС. Другими особенностями электропередач 500, 750 кВ и выше являются: передача значительных мощностей при минимально допустимых запасах по устойчивости, переменность и реверсивность перетоков мощности, применение установок продольной емкостной компенсации (УПК) для уменьшения суммарного реактивного сопротивления, большая зарядная мощность (емкость) и связанное с этим применение шунтирующих связей через распределительные сети низших напряжений, присоединение к рассматриваемым электропередачам местных ЭЭС малой мощности и использование кратковременных неполнофазных режимов. Эти особенности электропередач 500 кВ и выше учитывались при разработке ПА.

✓Несколько позже внедрения электропередач сверхвысоких напряжений начался период сооружения мощных ГРЭС с энергоблоками 200—300 МВт и выше, сопровождавшийся развитием и усложнением электрических сетей. При этом противоаварийная автоматика продолжала совершенствоваться. Были внедрены новые эффективные средства воздействия на электромеханические переходные процессы в ЭЭС, например аварийное регулирование паровых турбин (АРТ).

В результате противоаварийная автоматика стала необходимым эффективным средством предотвращения системных аварий при повышенной загрузке линий электропередачи, обеспечивающим значительный экономический эффект.

Системные аварии развиваются лавинообразно и сопровождаются нарушениями устойчивости и разделением системы на несинхронно работающие части, что может привести к образованию значительных дефицитов

мощности в отдельных узлах ЭЭС. Дальнейшим развитием аварий может явиться остановка агрегатов электростанций в связи с уменьшением производительности механизмов собственных нужд тепловых электростанций и нарушение электроснабжения потребителей.

Быстрота развития системных аварий и высокая интенсивность аварийных возмущений требуют дополнения автоматики управления нормальными режимами (см. гл. 7—10) противоаварийным управлением, осуществляемым средствами ПА и предотвращающим или локализирующим последствия аварий.

Противоаварийная автоматика, структурная схема которой приведена на рис. 11.1, объединяет все устройства, предназначенные для действия при аварийных возмущениях. Прежде всего — это релейная защита [6] (на схеме не показана), быстро отключающая поврежденное оборудование; устройства АЧР, ликвидирующие дефицит мощности и предотвращающие «лаvinу частоты», устройства АПВ, АВР и ЧАПВ, восстанавливающие питание потребителей, электроснабжение которых было нарушено (см. гл. 3, 4). Условно эти устройства на схеме рис. 11.1 отнесены к автоматике общего типа, устанавливаемой в отечественных ЭЭС в обязательном порядке.

Однако действием устройств ПА общего типа в современных ЭЭС не удастся предотвратить нарушения устойчивости и другие опасные последствия аварий. Поэтому предусматриваются специальные устройства ПА, которые должны обеспечивать:

- автоматическое управление активной мощностью ЭЭС для сохранения устойчивости — устройства АУМСУ и специальной автоматики отключения нагрузки (САОН);

- автоматическое предотвращение (делительная автоматика) и прекращение асинхронного режима (устройства АПАР);

- автоматическое ограничение отклонений частоты и напряжения — устройства автоматики ограничения частоты (АОЧ), автоматики для ограничения повышения напряжения (АОН) и автоматики для предотвращения аварийного понижения напряжения (разгрузки по напряжению);

- автоматическое предотвращение набросов активной и реактивной мощностей на оборудование ЭЭС (устройства автоматики от наброса активной мощности и АОН);

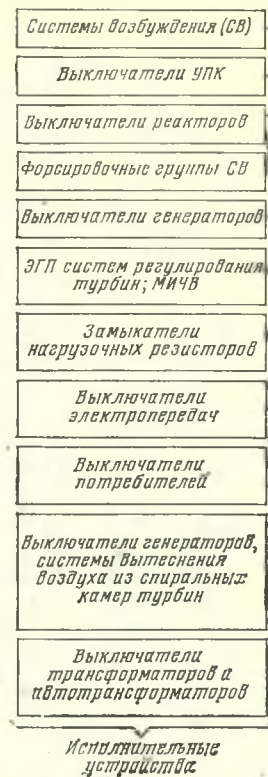
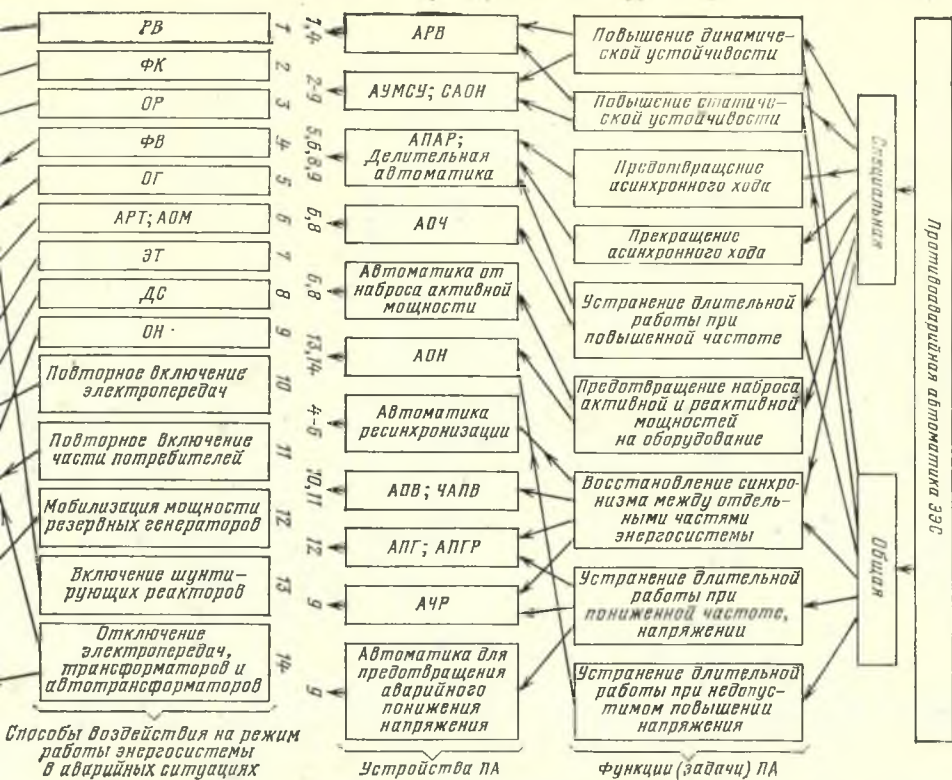


Рис. 11.1. Структурная сх



ема системы противоаварийной автоматики ЭЭС.

автоматическое восстановление синхронизма между отдельными частями ЭЭС — устройства автоматики ре-синхронизации, частотного пуска гидрогенераторов (АПГ) и перевода их из режима синхронного компенсатора в генераторный режим (АПГР).

На рис. 11.1 показаны и устройства АРВ, которые действуют не только в нормальных, но и в аварийных режимах и осуществляют демпфирование электро-механических колебаний (качаний) генераторов и тем самым способствуют повышению динамической устойчивости в послеаварийном режиме (см. гл. 7).

На схеме ПА не показаны устройства автоматического ограничения перетоков активной мощности по межсистемным связям, входящие в состав АСРЧ и М (см. гл. 10) и способствующие сохранению статической устойчивости и демпфированию колебаний передаваемой мощности.

В нижней части схемы приведен перечень способов воздействия соответствующих устройств ПА с целью реализации предписанных им функций. Устройства ПА воздействуют на выключатели, системы регулирования частоты вращения турбин и регулирования возбуждения генераторов и другие элементы управляемых объектов, которые выполняют роль исполнительных элементов системы ПА. Структурная схема рис. 11.1 в наглядной форме показывает взаимосвязь отдельных автоматических устройств, их функций и реализуемых ими способов воздействия на режимы работы ЭЭС. При этом многие устройства ПА воздействуют сразу на несколько исполнительных элементов, осуществляя: отключение части гидрогенераторов и, если это технологически допустимо, турбогенераторов или блоков ТЭС (ОГ); электрическое торможение (ЭТ) путем кратковременного включения нагрузочных резисторов; аварийное регулирование паровых турбин (АРТ) с целью быстрого изменения их мощности; кратковременную форсировку возбуждения (ФВ) генераторов; отключение части нагрузки (ОН) потребителей; деление ЭЭС (ДС); форсировку устройств продольной емкостной компенсации (ФК); отключение шунтирующих реакторов (ОР).

Интенсивность управляющих воздействий и выбор их оптимального сочетания зависят от назначения автоматики, вида возмущения, схемы ЭЭС, режима ее работы и т. п.

Эволюция ПА по мере увеличения единичных мощностей, развития ОЭС и усложнения схем связывающих их линий электропередачи шла по пути увеличения числа автономных устройств автоматики и количества их типов. Однако все устройства ПА реагируют на параметры электромеханического переходного процесса в ЭЭС и управляют его протеканием, что требует рассматривать комплекс устройств ПА как единую автоматическую систему.

В целом изучение ПА сводится к рассмотрению самостоятельных, но тесно связанных между собой вопросов, касающихся анализа аварийных ситуаций в ЭЭС различной конфигурации, изучения способов воздействия на электромеханические переходные процессы, которые можно применять на станциях и в сетях различных типов, а также способов выявления аварийных ситуаций и способов дозировки управляющих воздействий на управляемые объекты. Кроме того, успешная реализация и эксплуатация устройств ПА и перспективы ее развития в составе автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) энергетикой требуют изучения принципов построения этих устройств, их взаимосвязи и методов функционирования.

11.2. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

✓ Анализ аварийных ситуаций в ЭЭС и выбор противоаварийных мероприятий (способов воздействий) для восстановления нормального режима работы предшествует разработке технических средств ПА. Основу такого анализа составляют расчеты устойчивости параллельной работы ЭЭС, выполняемые с учетом возможности воздействия на переходные процессы. Эти расчеты выполняются с помощью различных вычислительных средств (аналоговых и цифровых ЭВМ, расчетных моделей) при некотором упрощении схем ЭЭС. Упрощение достигается эквивалентированием частей ЭЭС и необходимо потому, что в схемах простейшей конфигурации можно наиболее наглядно выявить протекание переходного процесса, выбрать способ воздействия на него и размещение устройств ПА.

Аварийные ситуации, способы воздействия на переходные процессы, а также задачи, стоящие перед ПА, и функции, ею выполняемые, удобно рассмотреть на

The diagram illustrates a power system with two parallel transmission lines. On the left, a busbar is connected to a generator labeled $ГГ1$ with voltage $\dot{E}_1$. The busbar is also connected to a load P_{H1} . The two parallel lines are labeled $БЛ1$ and $БЛ2$. The top line has a power flow P_0 to the right. The bottom line has a power flow P_0 to the right. On the right, another busbar is connected to a generator labeled $ГГ2$ with voltage $\dot{E}_2$. The busbar is also connected to a load P_{H2} . The diagram shows the power flows and the connection to the busbars.

Below the main diagram is a phasor diagram. It shows two vectors $\dot{E}_1$ and $\dot{E}_2$ originating from a common point. The angle between $\dot{E}_1$ and $\dot{E}_2$ is $\delta_{1,2}$. The angle between $\dot{E}_1$ and the horizontal axis is δ_1 . The angle between $\dot{E}_2$ and the horizontal axis is δ_2 . The horizontal axis is labeled $\omega_{НОМ}$.

ментом генераторов и регулирующим эффектом нагрузки), можно записать в виде [52, 53]

где $\delta_{1,2}$ — угол сдвига фаз между ЭДС E_1, E_2 генераторов; ΔP — возникший дефицит или избыток (небаланс) мощности; $T_{J, \text{эк}}$ — эквивалентная постоянная времени инерции вращающихся масс в ЭЭС,

здесь $T_{J,1}$, $T_{J,2}$ — постоянные времени инерции эквивалентных агрегатов.

$$\Delta P = \frac{P_{\tau,1} - P_{\text{ш},1}}{T_{J,1} + T_{J,2}} T_{J,2} - \frac{P_{\tau,2} - P_{\text{ш},2}}{T_{J,1} + T_{J,2}} T_{J,1}, \quad (11.2)$$

где $P_{т,1}$, $P_{т,2}$ — мощности турбин первой и второй электростанций ($TG1$, $TG2$); $P_{н,1}$, $P_{н,2}$ — электрические мощности нагрузки электростанций.

С помощью уравнений (11.1) и (11.2) можно проанализировать наиболее характерные аварийные ситуации: избыток мощности в передающей части $TG1$, дефицит мощности в приемной части $TG2$ и ослабление передачи (отключение одного из параллельно работающих участков линий $ВЛ1$, $ВЛ2$).

Все три указанных случая иллюстрируются двумя характеристиками мощности электропередачи (рис. 11.3 и 11.4). Согласно рис. 11.3 после исходного режима

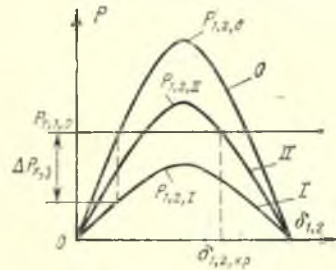


Рис. 11.3.

Рис. 11.3. Характеристика мощности электропередачи по рис. 11.2 при $P_{т,1,0} < P_{1,2,II}$.

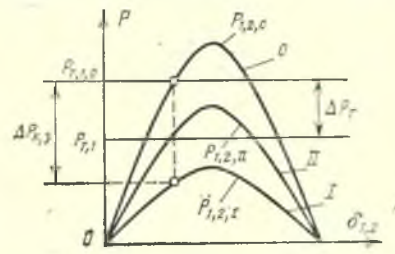


Рис. 11.4.

Рис. 11.4. Характеристика мощности электропередачи по рис. 11.2 при $P_{т,1,0} > P_{1,2,II}$.

(кривая 0) и режима короткого замыкания (к. з.) (кривая I) состояние электропередачи определяется послеаварийной характеристикой (кривая II), амплитуда которой $P_{1,2,II}$ превышает механическую мощность $P_{т,1,0}$ агрегатов передающей части в исходном режиме, т. е. условия статической устойчивости послеаварийного режима обеспечиваются. На рис. 11.4 показан случай, когда $P_{1,2,II} < P_{т,1,0}$ и условия статической устойчивости послеаварийного режима не соблюдаются, но могут быть восстановлены снижением механической мощности $P_{т,1,0}$ на значение $\Delta P_{т,1}$. Мощности $\Delta P_{т,1}$ и $P_{т,1,0}$ определяются нормативными требованиями, в соответствии с которыми запас статической устойчивости электропередач по мощности должен быть не менее 20% в нормальном режиме

и 8% в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала).

В обоих случаях возникает площадка ускорения как результат избытка кинетической энергии роторов агрегатов станции *TG1* [27]. Эта энергия, накопленная ими во время динамического перехода (аварии), для соблюдения условий динамической устойчивости должна быть погашена. Поскольку на рис. 11.4 площадка торможения отсутствует, то она должна быть создана искусственно уменьшением $P_{т,1,0}$ на некоторое значение $\Delta P_{т}$.

Избыток мощности в передающей части

При отключении линии, отходящей от шин электростанции *TG1* и питающей местную нагрузку $P_{н,1}$, возникает избыток мощности в передающей части ЭЭС. Если отключение произошло вследствие удаленного к. з., то на шинах электростанции *TG1* имеет место лишь изменение баланса мощностей без изменения напряжений (простой динамический переход). Суммарная мощность электростанции составляла $P_{г,1} = P_{н,1} + P_{л}$. Поэтому после отключения мощности $P_{н,1}$ нагрузка линий *ВЛ1*, *ВЛ2* должна возрасти до значения $P_{г,1}$, т. е. имеет место наброс мощности на линии *ВЛ1* и *ВЛ2*, равный $P_{н,1}$. Однако этого не происходит, и нагрузка линий остается прежней. Вследствие наброса мощности на передачу начинается динамический режим: на валу генераторов передающей части возникает избыток мощности, равный $P_{н,1}$, роторы генераторов начинают разгоняться со скоростью, первоначально равной $\omega_{ном} P_{н,1} / T_{J,1}$ (см. гл. 5), угол $\delta_{1,2}$ увеличивается, и линии *ВЛ1*, *ВЛ2* дополнительно нагружаются. При этом выполнение условий статической и динамической устойчивости зависит от параметров электропередачи, ЭЭС и значения возмущения $P_{н,1}$. Если условия выполняются, то динамический переход устойчив и сопровождается лишь небольшим повышением частоты, определяемым статизмом автоматических регуляторов частоты вращения, равным $\Delta f_* = P_{н,1} k_{ст}$, что следует из выражения (9.13).

Если условия статической устойчивости выполняются, а условия динамической устойчивости не выполняются, то должны приниматься меры по быстрому гашению избыточной кинетической энергии, накопленной агрегатами передающей части ЭЭС во время перехода.

Если не выполняются условия и статической и динамической устойчивости, одного гашения избыточной кинетической энергии недостаточно. Необходимы меры по восстановлению условия статической устойчивости в послеаварийном режиме

$$P_{т,1} < k_3 P_{1,2,п}, \quad (11.3)$$

где k_3 — коэффициент запаса, определяемый из нормативных требований к пределу статической устойчивости в послеаварийном режиме, обычно $k_3 = 0,92$.

Вообще, значение k_3 зависит от реальных условий, складывающихся в ЭЭС, и возможностей воздействия на процесс со стороны ПА.

Восстановление условий статической устойчивости называется разгрузкой электропередачи (станции, узла системы). В ряде случаев при разгрузке одновременно осуществляется и гашение избыточной кинетической энергии.

Дефицит мощности в приемной части

При отключении крупного генерирующего источника в приемной части ЭЭС или при разрыве магистральной линии ВЛЗ в этой части ЭЭС возникает дефицит активной мощности. С точки зрения относительного движения [см. (11.1)] дефицит генерирующей мощности в приемной части ЭЭС аналогичен избытку мощности в передающей части. Только в данном случае относительный угол $\delta_{1,2}$ увеличивается не за счет ускорения агрегатов $TG1$, а за счет торможения агрегатов $TG2$, причем частота в ЭЭС уменьшается.

Условия устойчивости и необходимые мероприятия для их обеспечения такие же, как в предыдущем случае. При этом синхронная динамическая устойчивость может быть сохранена быстрым прекращением торможения генераторов приемной части ЭЭС, т. е. восстановлением баланса мощности в ней. Такое восстановление в современных условиях происходит главным образом за счет регулирующего эффекта нагрузки. Поскольку частота в обеих частях ЭЭС должна быть одинаковой, то для обеспечения устойчивости можно или понизить частоту и в передающей части ЭЭС, или разделить ее, выделив часть мощностей для работы на магистральную передачу.

Рассмотренная авария, как и предыдущая, вызывает «наброс мощности на передачу», означающий постепенное увеличение нагрузки генераторов передающей части и мощности, передаваемой по линиям *ВЛ1*, *ВЛ2* при росте угла $\delta_{1,2}$, вызванном торможением генераторов приемной части ЭЭС.

Изменение состава (ослабление) электропередачи

Ослабление электропередачи чаще всего бывает следствием к. з. Наступает сложный динамический переход, характеризуемый следующими типичными соотношениями: при $P_{*,1,2,0}=1$ мощность $P_{*,1,2,1}$ снижается обычно до $P_{*,1,2,1}=0,20\div 0,25$ (при расчетном для сетей 400—500 кВ двухфазном к. з. на землю), а мощность $P_{*,1,2,II}$ составляет при этом $P_{*,1,2,II}=0,75\div 0,8$.

При нормативном запасе устойчивости 20%, т. е. при загрузке передачи, близкой к предельной, после отключения цепи на одном из участков нарушаются условия не только динамической, но и статической устойчивости.

Характер динамического перехода при этом определяется следующим: генераторы передающей части ЭЭС вследствие избытка мощности ускоряются, а генераторы приемной части из-за потери некоторой мощности тормозятся. В результате происходит увеличение угла $\delta_{1,2}$ и рост нагрузки оставшейся в работе цепи электропередачи, который, как и в предыдущих случаях, происходит постепенно. При этом имеет место мгновенный сброс электрической мощности генераторов *TG1* (из-за роста сопротивления передачи).

Рассматриваемый сложный динамический переход характеризуется относительно большой площадью ускорения, что затрудняет поддержание синхронной динамической устойчивости передачи. Возникший в приемной части ЭЭС дефицит мощности может быть компенсирован лишь за счет снижения частоты. Если же мощность, поступающая по электропередаче, велика и составляет значительную часть мощности приемной части ЭЭС, то для восстановления условий устойчивости электропередачи приходится прибегать к делению передающей части ЭЭС, одним из вариантов которого является выделение специальных агрегатов, работающих только на передачу.

Очевидно, что нарушение режима работы приемной части ЭЭС может стать еще большим, так как она может потерять не часть мощности $P_{\text{л}}$, передаваемой по отключившемуся участку, а всю эту мощность (разрыв передачи). Поэтому необходимо мгновенное отключение нагрузки в приемной части ЭЭС, осуществляемое устройствами САОН с использованием телеканалов.

Ликвидация последствий аварийных ситуаций

Аварийное отключение одного из участков электропередачи ($ВЛ1$, $ВЛ2$), отключение крупного потребителя мощности $P_{\text{н},1}$ (см. рис. 11.2) на передающем конце электропередачи или возникновение дефицита активной мощности в приемной части ЭЭС представляет собой аварию с набросом активной мощности на передачу. При таких авариях в установившемся режиме по электропередаче должна передаваться мощность, значительно превышающая мощность доаварийного режима. Если значение этой мощности превышает предел статической устойчивости электропередачи, то ее дальнейшая нормальная работа невозможна — наступает асинхронный режим.

Асинхронный режим представляет ряд опасностей для оборудования ЭЭС и ее нормального функционирования: периодические понижения напряжения вызывают опрокидывание двигателей («лаvinу напряжения») и самопроизвольное отключение магнитных пускателей в сетях низкого напряжения; периодические изменения направления активной мощности приводят к изменению знака момента на валу турбин, что может привести к их повреждению; возможно возникновение электромеханических резонансных колебаний, опасных для оборудования ЭЭС и вызывающих нарушения синхронной работы других частей ЭЭС и появление многочастотного асинхронного хода.

Кроме того, в результате изменения баланса мощностей в ЭЭС возникает существенное отклонение от допустимого режима работы по частоте и напряжению. Если это отклонение велико, то при его длительном существовании может произойти повреждение оборудования и лавинообразное снижение напряжения и частоты.

Устранение указанных последствий аварий в современных ЭЭС осуществляется автоматически устройствами ПА (см. рис. 11.1). Общий метод ликвидации аварий

состоит в установлении баланса механической и электрической мощностей в приемной и передающей частях ЭЭС. В той части ЭЭС, в которой возник избыток генерирующей мощности, производится ее уменьшение путем воздействия на системы регулирования турбин (АРТ) или на отключение части генераторов (ОГ). На приемном конце электропередачи, т. е. в той части, в которой возник дефицит активной мощности, осуществляется быстрый набор нагрузки турбин (их загрузка) и отключение части потребителей (ОН).

Мероприятия по установлению баланса мощностей осуществляются автоматикой управления мощностью для сохранения устойчивости (АУМСУ), представляющей собой так называемую балансирующую автоматику. Отключение части нагрузки на приемном конце производится практически мгновенно от САОН, а также устройствами АЧР (при снижении частоты) и устройствами автоматики для предотвращения аварийного понижения напряжения. Кроме того, развитию аварий в дефицитной части ЭЭС противодействуют устройства частотного пуска гидрогенераторов (АЧПГ) и перехода их в генераторный режим из режима синхронного компенсатора (АПГР).

В ряде случаев установлению баланса мощностей предшествует деление ЭЭС, осуществляемое устройствами делительной автоматики, предотвращающей возникновение асинхронного режима. Деление ЭЭС должно сопровождаться мероприятиями по восстановлению параллельной работы разделившихся частей. Для этого требуется прежде всего сблизить частоты соответствующих частей ЭЭС, например, путем восстановления в них баланса мощностей. При сближении частот разделившихся частей ЭЭС повторно от устройств АПВУС или АПВОС (§ 4.6) включается отключившийся при делении выключатель. При возникновении асинхронного режима в первую очередь производятся мероприятия, способствующие ресинхронизации. К таким же мероприятиям относятся АРТ, ОГ и ОН, направленные на восстановление баланса мощностей в несинхронно работающих частях ЭЭС. Если ресинхронизация не происходит, то ЭЭС разделяется в заранее определенных точках. Указанные действия выполняются устройствами прекращения асинхронного режима (АПАР) и устройствами делительной автоматики.

В тех случаях, когда в части ЭЭС, где возникает избыток активной мощности, имеются одновременно и ГЭС и ТЭС, вследствие медленного действия регуляторов частоты вращения турбин ГЭС превышение частоты может достигать 10—20% и более. Безопасное для гидравлических турбин такое повышение частоты опасно для лопаточного аппарата паровых турбин. Поэтому принимаются меры по снижению частоты путем ОГ и разделению ЭЭС для отделения ТЭС со сбалансированной нагрузкой от ГЭС. Это осуществляется автоматикой ограничения частоты (АОЧ).

В случае, когда передающая часть ЭЭС представляет собой мощную ГЭС, имеющую связь с небольшой местной энергосистемой, разрыв магистральной электропередачи приводит не только к подъему частоты, но и к набросу мощности (перегрузке) на линию связи и другие элементы местной энергосистемы. Последствия такой аварии ликвидируются устройствами АОЧ и автоматики от наброса активной мощности путем деления ЭЭС и выравнивания баланса мощностей воздействием на генераторы и нагрузку.

Кроме того, при отключении магистральной электропередачи возможно повышение напряжения из-за сброса нагрузки с гидрогенераторов (так как их АРЧВ медленно действующие) или из-за большой зарядной мощности электропередачи сверхвысокого напряжения. Для защиты электрооборудования предусматривается автоматика для ограничения повышения напряжения (АОН), которая действует на включение шунтирующих реакторов, установленных на электропередаче и на отключение электропередач, трансформаторов и автотрансформаторов.

11.3. СПОСОБЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЭС В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Способы воздействия на электромеханические процессы, позволяющие сохранить устойчивость ЭЭС при авариях с набросом мощности, зависят от типа электростанций и схем ЭЭС. Эти воздействия, перечень которых приведен на рис. 11.1, осуществляются соответствующими устройствами ПА. Ниже рассматриваются воз-

действия специальной ПА, а именно: отключение части генераторов, электрическое торможение, аварийное регулирование паровых турбин, форсировка возбуждения синхронных машин и отключение части нагрузки.

Отключение части генераторов

В течение длительного времени основным мероприятием по изменению баланса мощностей на передающем конце являлось отключение части генераторов электростанций, производимое практически мгновенно специальной автоматикой. На ГЭС этот способ является эффективным и безопасным для оборудования. Отключение генераторов (ОГ) применяется и на тепловых электростанциях, однако для новых мощных энергоблоков оно не безопасно.

Способ ОГ целесообразно рассмотреть на примере двухмашинной схемы ЭЭС (см. рис. 11.2) с мощной ГЭС на передающем конце, имеющей достаточно большое число агрегатов. Для упрощения предполагается, что регуляторы возбуждения генераторов T_{GI} поддерживают постоянно напряжение на шинах ГЭС.

Для анализа поведения ЭЭС при ОГ можно воспользоваться уравнениями (11.1) и (11.2), считая при этом, что ОГ приводит только к уменьшению мощности $P_{т,1}$ (некоторым уменьшением постоянной инерции $T_{J,1}$ можно пренебречь). Из уравнений видно, что ОГ как способ воздействия на электромеханические переходные процессы в ЭЭС создает условия для обеспечения статической устойчивости послеаварийного режима и способствует сохранению синхронной динамической устойчивости.

Эффективность ОГ зависит от соотношения мощностей передающей и приемной частей Π , в частности, от их постоянных времени инерции $T_{J,1}$ и $T_{J,2}$ [см. (11.2)].

Изменение баланса мощностей, произведенное в момент динамического перехода, продолжает действовать и после его завершения. Поэтому ОГ увеличивает площадку торможения. При этом возможно было бы и сокращение площадки ускорения, но ОГ происходит практически одновременно с отключением к. з. или позже. Поэтому площадка ускорения остается практически без изменений.

Кроме того, имеются следующие три недостатка ОГ как способа противоаварийного управления: большое время, необходимое для повторного ввода в действие генераторов, отключенных при ОГ; невозможность уменьшения мощности малыми ступенями (ее изменение не меньше мощности одного агрегата электростанции). Третий недостаток проявляется в случае, когда мощности приемной и передающей частей соизмеримы, поскольку изменение мощности, оказывающее рассмотренное положительное влияние на статическую и динамическую устойчивость, оказывается меньшим мощности отключенных агрегатов. Поэтому требуется более глубокая разгрузка электропередачи. Действительно, согласно (11.2) мощность $\Delta P_{т,1} = P_{г,1} - P_{т,1}$ должна вводиться в (11.1) с коэффициентом $T_{J,2}/(T_{J,1} + T_{J,2})$. Если $T_{J,1} \approx T_{J,2}$, то в (11.1) входит только половина $\Delta P_{т,1}$. Соответственно уменьшается и площадка торможения.

Электрическое торможение

Электрическое (электродинамическое) торможение (ЭТ) — способ гашения избыточной кинетической энергии роторов агрегатов путем кратковременного подключения к шинам станции или последовательно в цепь статора генератора специальных нагрузочных резисторов (НР) [53].

В проектах тормозных устройств рассматривались и разрабатывались различные типы НР — металлические с воздушным охлаждением, металлические с масляным охлаждением и бетэловые, созданные из специального проводящего бетона (бетэла). Известны НР мощностью от 400 до 2000 МВт, рабочим напряжением до 500 кВ. Расчетное время включения НР обычно составляет несколько секунд, но чтобы рассеять выделяющуюся при этом значительную энергию, НР должны иметь большую охлаждающую поверхность. Поэтому НР, снабженные необходимой изоляцией, получаются обычно громоздкими и дорогостоящими.

Специальные замыкатели нагрузочных резисторов (ЗНР) не должны коммутировать индуктивные токи, что облегчает их конструкцию. Однако к ним предъявляются требования высокого быстродействия (около 0,04—0,06 с) и повышенной надежности, поскольку от работы такого устройства зависит устойчивость электропередачи.

Первоначально устройства ЭТ разрабатывались в виде одной установки, подключаемой на высшем напряжении электростанции (обычно 500 кВ). В дальнейшем предусматривались либо несколько НР на высоком напряжении, либо целый ряд НР на генераторном напряжении (по одному на генератор). При этом легче решались проблемы резервирования и варьирования мощностью торможения, но возникали трудности, связанные с размещением НР и подключением их к схеме распредустройства.

Сравнение НР, включенных на высоком и генераторном напряжениях, показывает, что при их одинаковой номинальной мощности эффективность торможения тем выше, чем меньше электрическое сопротивление связи между НР и генератором. Действительно, при подключении НР к шинам высшего напряжения (за трансформатором) вследствие заметного снижения напряжения на шинах в момент торможения развиваемая ими тормозная мощность уменьшается. Кроме того, при $T_{J,1} = T_{J,2}$ на интенсивности торможения и его эффективности отрицательно сказывается описанное выше явление снижения мощности разгрузки передачи, которое проявляется тем сильнее, чем больше сопротивление между НР и генератором. Включение НР на генераторном напряжении всегда эффективнее. Для каждой конкретной схемы ЭЭС существует максимально возможная тормозная мощность, которую может развивать НР.

Различаются два возможных выполнения торможения — однократное, рассчитанное лишь на гашение избытка кинетической энергии в динамическом переходе, и многократное, способное поддерживать баланс мощностей в послеаварийном режиме в течение времени, необходимого для снижения мощности передающей электростанции воздействием на систему регулирования частоты вращения турбин (имеются в виду гидротурбины, для которых снижение мощности после возникновения небаланса мощностей длится несколько секунд).

Аварийное регулирование паровых турбин

Аварийное регулирование паровых турбин (АРТ) — способ управления переходными электромеханическими процессами в ЭЭС, обеспечивающий непосредственное изменение механической мощности агрегатов путем воздействия на автоматическую систему регулирования частоты вращения паровых турбин (АСРЧВ, см. гл. 9). При АРТ, как и при ОГ, решаются две задачи: поддержание динамической устойчивости ЭЭС и разгрузка электропередачи до значения мощности, соответствующей новому послеаварийному пределу статической устойчивости. При этом если в случае ОГ эти задачи решаются одновременно как единое целое, то при АРТ решение указанных задач разделится. Разгрузка электропередач выделяется в особую проблему аварийного ограничения мощности (АОМ).

Аварийное регулирование турбин было разработано потому, что в аварийных условиях воздействия электрических устройств ПА на автоматические системы первичного регулирования турбин оказались неэффективными. Действительно, электродвигатель *М* механизма изменения частоты вращения *МИЧВ* (рис. 11.5), который

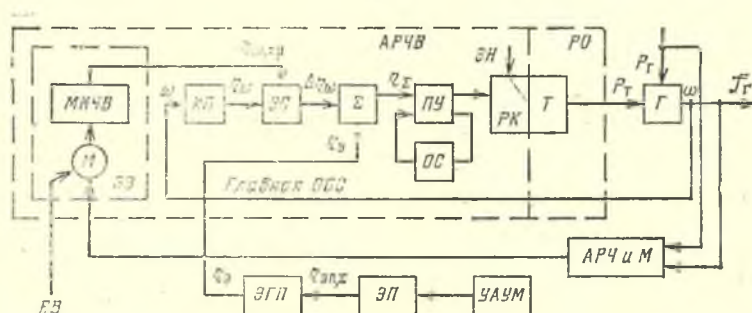


Рис. 11.5. Функциональная схема автоматической системы регулирования частоты и активной мощности турбоагрегата.

применяется для управления мощностью турбин в нормальных режимах, является интегрирующим звеном со значительной постоянной времени, т. е. обладает инерционностью.

Первичное регулирование частоты и активной мощности синхронного генератора G осуществляется (см. гл. 9, 10) с помощью $АРЧВ$ путем изменения впуска энергоносителя $ЭН$ турбины T воздействием на ее регулирующий клапан $РК$ соответственно отклонению частоты вращения ω от предписанного значения $\omega_{пр}$, определяемому возмущающим воздействием — изменением электрической мощности генератора P_G , т. е. изменением его электрической нагрузки.

Автоматический регулятор частоты вращения состоит из измерительного преобразователя *ИП*, элемента сравнения *ЭС*, преобразовательно-усилительного элемента *ПУ* и цепи обратной связи *ОС*.

Регулирующий клапан PK можно отнести или к регулятору как его исполнительный элемент, или к регулируемому объекту PO — турбине T как ее регулирующий орган (см. гл. 6). В измерительном преобразователе частота вращения ω преобразуется в сигнал η_{ω} , который в $ЭС$ сопоставляется с сигналом $\eta_{\omega, пр}$ о предписанном значении частоты вращения $\omega_{пр}$. Сигнал $\eta_{\omega, пр}$ формируется в задающем элементе $ЗЭ$ механизмом $МИЧВ$, который приводится в действие электродвигателем M , управляемым оператором (ручное управление $PВ$) или автоматически. В зависимости от результата сравнения сигналов $\eta_{\omega, пр}$ и η_{ω} изменяется впуск энергоносителя в турбину, а тем самым частота ее вращения и мощность P_T .

Автоматический регулятор частоты вращения совместно с регулируемым объектом образует замкнутую (по цепи главной отрицательной обратной связи ООС) автоматическую систему регулирования (АСР) частоты вращения.

Первичное регулирование, как известно (см. гл. 9), обеспечивает обычно статический закон соответствия частоты вращения ω электрической нагрузке. Поэтому вторичное регулирование (см. гл. 10) собственно частоты и активной мощности синхронных генераторов электростанций осуществляется автоматической системой регулирования частоты и мощности АСРЧ и M , обеспечивающей требуемое качество электроэнергии и оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями и генераторами электростанций при постоянно действующих изменениях нагрузки. При этом для обеспечения устойчивости АСР коэффициенты усиления регуляторов АРЧВ и АРЧ и M ограничиваются, что приводит к невозможности нейтрализовать последствия больших аварийных возмущений (к. э., отключения оборудования и т. п.).

Поэтому при отсутствии специальных устройств ПА возникающие в аварийных режимах электромеханические переходные процессы протекали бы при практически неизменной мощности P_T из-за большой инерционности АСР частоты вращения, а также из-за того, что сигналы η_{ω} АРЧВ невелики, а сигналы АРЧ и M формируются через МИЧВ постепенно с большой постоянной времени. Возникший вследствие этого небаланс мощностей мог бы привести к аварийной перегрузке оставшихся в работе линий электропередачи и другого оборудования, повышению частоты в системе и другим опасным последствиям. В связи с этим на турбогенераторах большой мощности (300 МВт и выше) из-за технологической недопустимости их отключения (в противоположность гидрогенераторам) в последние годы стали применяться устройства аварийного управления мощностью турбин УАУМ.

Эти устройства вырабатывают электрические сигналы для осуществления АРТ (т. е. для быстрого изменения мощности турбины), которые поступают на вход электроприставки ЭП (рис. 11.5). На выходе ЭП получается электрический сигнал (импульс тока) $\eta_{ЭП, з}$ большой интенсивности, который преобразуется в электрогидравлическом преобразователе ЭГП в сигнал η_z , действующий совместно с сигналом $\Delta\eta_{\omega} = \eta_{\omega, пр} - \eta_{\omega}$. Электроприставка совместно с ЭГП реализуют быстродействующее (запаздывание не более 0,03—0,05 с) и пропорциональное воздействие на первичную систему регулирования турбины. В результате осуществляется форси-

рованное закрытие регулирующих клапанов турбины, повышающее и статическую и динамическую устойчивость. Этим процессом управляют УАУМ, изменяющие длительность импульсов и их интенсивность (дозировка управляющего воздействия) в соответствии с аварийной ситуацией и параметрами исходного режима.

Сущность АРТ состоит в кратковременном значительном уменьшении механической мощности P_T на валу агрегата и его торможении за счет электрической нагрузки P_r . Протекание процесса АРТ зависит от свойств АСР частоты вращения. При АРТ имеет

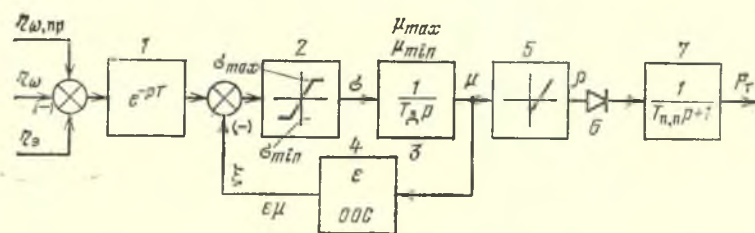


Рис. 11.6. Упрощенная модель первичной системы регулирования паровой турбины для анализа процессов аварийного управления мощностью.

место режим работы системы регулирования турбин, который отличается от режима регулирования частоты и активной мощности в нормальных режимах. В нормальных режимах компенсируются малые отклонения регулируемого параметра и система регулирования турбин работает в линейной области с пропорциональным усилением сигнала $\Delta\eta_\omega$. При АРТ работа системы регулирования идет при больших входных сигналах η_ω , выводящих ее элементы из линейной области в зону ограничения. Поэтому для исследования систем автоматического регулирования частоты и активной мощности используются линеаризованные (см. гл. 10), а для исследования процессов при АРТ — нелинейные модели.

Упрощенная модель исполнительской части системы регулирования (рис. 11.6) с учетом нелинейностей позволяет получить качественную и некоторую количественную оценку процесса при АРТ. Модель имеет на входе сигналы η_ω (от ИП АРЧВ), $\eta_{\omega,пр}$ (от МИЧВ) и η_ω (от ЭГП). Вход модели образован звеном запаздывания 1 (см. гл. 6), отражающим задержку в передаче сигналов $\Delta\eta_\omega$ и η_ω . Безынерционное 2 и интегрирующее 3 звенья моделируют золотник и гидравлический двигатель регулирующих клапанов турбины, охваченных жесткой отрицательной обратной связью (звено 4), звено связи 5 между гидравлическим двигателем и клапанами отражает нелинейный ее характер, звено 6 (вентиль) замыкает клапаны турбины, а звено 7 моделирует промежуточный паровой объем. Звенья 2, 3 и 5 учитывают нелинейную связь между соответствующими входными и выходными воздействиями.

Рассмотрение процессов в модели при аварийном регулировании производится с учетом следующих масштабных соотношений.

Для координаты перемещения μ значение $\mu=1$ соответствует номинальной мощности агрегата, а $\mu=0$ — режиму холостого хода. Для входных сигналов установлена единица измерения, определяемая следующим образом. Если в ЭЭС, в которой установлен данный агрегат, возникает дефицит генерирующей мощности, частота снижается на $\Delta f = k_{ch} f_{ном}$, и если перед этим агрегат был разгружен до нуля, то вслед за этим он загружается до номинальной мощности. Это происходит под действием сигнала $\Delta \eta_{\omega}$, значение которого при указанном изменении частоты принимается за единицу для сигналов η_{ω} , $\eta_{\omega, пр}$ и η_{ω} и носит название одной неравномерности (нв).

В единицах неравномерности измеряется и открытие окон золотника гидравлического двигателя σ , которым определяется скорость его движения. С учетом сказанного и приведенного на рис. 11.6 значения постоянной времени гидравлического двигателя

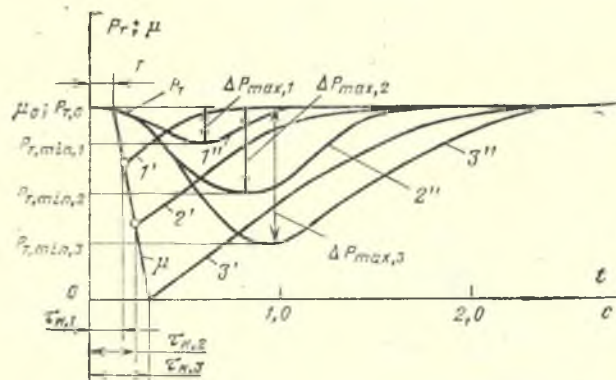


Рис. 11.7. Процессы снижения мощности паровой турбины при АРТ для различных длительностей импульсов η_{ω} .

T_d , равного времени его перемещения от $\mu=1$ до $\mu=0$ (или обратно) при $\sigma=1$, используются следующие времена перемещений гидравлического двигателя при его движении:

- от $\mu=1$ до $\mu=0$ $\tau_3 = T_d / \sigma_{min}$;
- от $\mu=0$ до $\mu=1$ $\tau_0 = T_d / \sigma_{max}$.

Кроме того, в модели учтены реальные ограничения в открываниях клапанов турбины (от ρ_{min} до ρ_{max}) и в перемещениях гидравлического двигателя турбины (от $\mu_{min} \leq 0$ до $\mu_{max} > 1$).

Если на вход модели турбины, работавшей с $\mu=\mu_0=1$, подается через ЭГП в сторону закрытия РК импульсный сигнал η_{ω} длительностью $t_n < T_d$ и интенсивностью $A \gg 1$ нв, то золотник смещается в крайнее положение σ_{min} и гидравлический двигатель начинает двигаться на закрытие с предельной скоростью $1/\tau_3$. Поэтому начинается процесс форсированного закрытия доступа пара в турбину и снижения ее мощности P_T , иллюстрируемый графиками, приведенными на рис. 11.7. Кривые 1'—3' изображают движение гидравлического двигателя (изменение координаты μ), а кривые

1''—3'' — изменение мощности P_T турбины при импульсах η_a различной длительности ($\tau_{и,1}$ — $\tau_{и,3}$ соответственно).

Амплитуда $A_{и}$ импульса η_a устанавливается такой, чтобы нелинейный элемент 2 (см. рис. 11.6) находился в режиме ограничения σ_{min} при максимальном сигнале $|\epsilon\mu|_{max}$ жесткой отрицательной обратной связи ООС, т. е. определяется условием

$$A_{и} \gg |\epsilon\mu|_{max}. \quad (11.4)$$

При этом обратная связь не действует и движение гидравлического двигателя описывается передаточной функцией интегрирующего звена (см. § 6.2). Линейные участки кривых 1'—3' в пределах времени $\tau_{и,1}$ — $\tau_{и,3}$ действия импульса η_a показывают движение гидравлического двигателя на закрытие доступа пара в турбину с постоянной скоростью; начало движения двигателя смещено на время T задержки звена 1. За время $\tau_{и}$ действия импульса η_a гидравлический двигатель проходит путь

$$\mu = \sigma_{min} \tau_{и} / \tau_a,$$

где τ_a — время полного движения гидравлического двигателя на закрытие регулирующего клапана турбины.

После прекращения импульса η_a обратная связь вступает в действие и движение гидравлического двигателя в сторону открытия доступа пара в турбину описывается уравнением аperiodического звена — нелинейные участки кривых 1'—3'.

Наличие промежуточного парового объема (звено 7) приводит к существенному отставанию изменения мощности P_T по сравнению с ходом гидравлического двигателя μ (постоянная времени

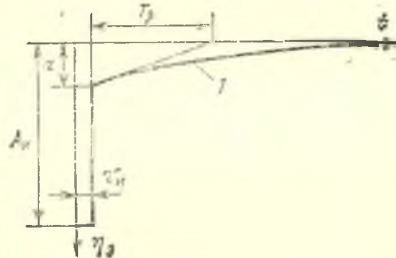


Рис. 11.8.

Рис. 11.8. Форма сигнала η_a при аварийном регулировании мощности паровых турбин.

1 — $a/t - Tz/t$, где $a=1$ нв, $Tz=3 \div 4$ с, $A_{и}=2 \div 4$ нв, $\tau_{и}=0,1 \div 0,3$ с.

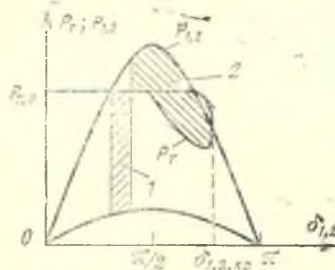


Рис. 11.9.

Рис. 11.9. Характеристика мощности электропередачи по рис. 11.2 к изменению мощности турбины при АРТ.

парового объема $T_{и,л}$ соизмерима с временем $\tau_{и}$ и с постоянной времени гидравлического двигателя T_d). Скорость восстановления нагрузки современных турбин такова, что могут возникнуть качания и нарушение устойчивости передачи. Поэтому производится демпфирование качаний подачей нескольких повторных импульсов уменьшенной длительности или замедлением восстановления мощ-

ности турбины путем применения импульса особой формы с медленно спадающим по экспоненте задним фронтом. В настоящее время применяется второй способ, при котором форма импульса, показанная на рис. 11.8, обеспечивает замедленное восстановление мощности P_T (кривые 1''—3''). Таким образом, происходит кратковременное глубокое снижение механической мощности до значения $P_{T,min}$. При этом максимальное уменьшение мощности $\Delta P_{T,max}$ является линейной функцией $\tau_{и}$. Такое снижение мощности и используется для увеличения, а в случае необходимости для создания площадки торможения агрегата при динамическом переходе.

Это видно из характеристики мощности электропередачи (рис. 11.9) для одного из динамических переходов с учетом АРТ. На начальной стадии роста $\delta_{1,2}$ значение P_T почти не меняется, а в конце перехода, когда скорость нарастания $\delta_{1,2}$ должна была бы возрастать, мощность P_T начинает существенно уменьшаться. Обеспечив тем самым создание нужной площадки торможения 2, компенсирующей площадку ускорения 1, и осуществив гашение избыточной энергии роторов агрегатов, можно немедленно увеличивать P_T до значения, допустимого в послеаварийном режиме. Однако, как указывалось, скорость увеличения мощности искусственно замедляется. При этом решается еще одна задача, относящаяся к АРТ, — ограничение мощности, которую система регулирования турбины должна поддерживать в послеаварийном режиме.

Аварийное ограничение мощности производится уменьшением начальной (доаварийной) уставки МИЧВ, обеспечивающей исходное значение $P_{T,0}$. Однако нормальная скорость МИЧВ для этого недостаточна, и есть две возможности

изменить уставку за требуемое в данном случае время (около нескольких секунд): или использовать режим повышенной скорости МИЧВ, или подать специальный непрерывный сигнал на ЭГП, а затем перевести его на МИЧВ в целях повышения надежности.

Таким образом, АОМ представляет собой продолжение процесса АРТ при авариях с набросом мощности, предназначается для восстановления статических соотношений в послеаварийном режиме и осуществляется через те же устройства, что и АРТ. Поэтому

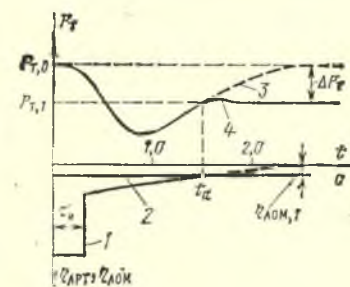


Рис. 11.10. Сигналы и процесс изменения мощности турбины при АРТ и АОМ.

АОМ требуется выполнять значительно точнее, чем АРТ, но можно проводить менее интенсивно, так как восстановление мощности турбины при АРТ происходит сравнительно медленно. Из графиков рис. 11.7 и 11.10 (кривая 3) видно, что мощность турбины достигнет доаварийного значения $P_{T,0}$, опасного с точки зрения нарушения устойчивости в послеаварийном режиме, за время 2—3 с после начала АРТ. Если при этом не осуществить АОМ, то статическая устойчивость электропередачи может быть нарушена. Устройство АОМ препятствует этому, формируя сигнал, смещающий

уставку системы регулирования турбины в сторону снижения мощности до значения $P_{т,1}$ (кривая 4), определяемого условиями послеаварийного режима. Сигнал $\eta_{АОМ}$ (график 2) устройства АОМ существенно слабее сигнала $\eta_{АРТ}$ аварийной разгрузки (кривая 1). При этом сигнал $\eta_{АОМ}$ должен формироваться таким образом, чтобы обеспечить пересечение графиков 1 и 2 не позднее момента времени t_a , в котором наступает снижение мощности турбины до требуемого значения $P_{т,1}$. Особенностью АОМ является возможность изменять в широких пределах значения ΔP_t и тем самым устанавливать более точные соотношения в послеаварийном режиме, чем при ОГ.

Соответственно уменьшению мощности турбины уменьшится и мощность, вырабатываемая генератором, т. е. если в доаварийном режиме $P_{*т,0} = P_{*г,0}$, то после разгрузки на ΔP_t мощность генератора уменьшится до значения $P_{*г,1} = P_{*т,1}$.

Таким образом, при АРТ и АОМ обеспечиваются условия как синхронной динамической, так и статической устойчивости. Эффективность их действия для повышения устойчивости электропередачи зависит главным образом от параметров теплотехнической части системы регулирования турбины. На динамическую устойчивость влияют значения $T_{п,п}$ и T_d , а статическая устойчивость зависит от допустимой глубины разгрузки агрегатов ΔP_t .

Следует отметить, что при наличии ЭГП можно не только быстро уменьшать, но и быстро увеличивать мощность паровых турбин, т. е. их загружать. Загрузка недогруженных агрегатов в дефицитной части системы осуществляется аналогично их разгрузке при АРТ и АОМ, но только с изменением знака воздействия η на систему регулирования турбин на противоположный.

Форсировка возбуждения синхронных машин

Воздействие на возбудитель синхронного генератора — простой и эффективный способ управления электромеханическими процессами в ЭЭС. Как и воздействие на турбину, оно должно быть форсированным. Поэтому в современных ЭЭС возбудители синхронных генераторов должны обладать малой инерционностью и высокой форсировочной способностью, поскольку форсировка возбуждения, как указывалось в § 7.1, обеспечивает быстрое восстановление напряжения в послеаварийных режимах и демпфирование электромеханических колебаний в ЭЭС.

С точки зрения обеспечения устойчивости при авариях с набросом мощности форсировка возбуждения (ФВ) менее эффективна, чем ОГ и АРТ. Однако исследования и расчеты показывают, что при невыполнении указанных требований к возбудителям достигаемый от действия ОГ и АРТ эффект может оказаться пониженным.

Благодаря быстрому восстановлению напряжения с помощью форсировки возбуждения сразу после к. з. можно обеспечить максимально возможную мощность $P_{1,2,11}$ и соответственно площадку торможения и увеличить критический угол $\delta_{1,2,кр}$ (см. рис. 11.3 и 11.9). Для достижения указанной эффективности ФВ при значительной электромагнитной инерции (большой постоянной времени обмотки возбуждения $T_{д,0}$) необходимо довести напряжение воз-

буждения до максимально возможного значения

$$U_{в,ф} = k_{\phi} U_{в,ном}, \quad (11.5)$$

где k_{ϕ} — кратность форсировки возбуждения (см. гл. 7).

Для этого устанавливаются форсировочные управляемые выпрямители, обеспечивающие требуемое значение k_{ϕ} и практически линейное нарастание тока возбуждения со скоростью $k_{\phi}/T_{d,0}$. Эффективность ФВ тем выше, чем больше обусловленная ею скорость возрастания угла $\delta_{1,2,кр}$ по сравнению со скоростью увеличения угла $\delta_{1,2}$, вызванного сбросом мощности при к. з. Поскольку скорость возрастания угла $\delta_{1,2}$ при прочих равных условиях однозначно определяется постоянной времени механической инерции агрегата T_J , то в качестве обобщенного показателя эффективности

ФВ для конкретного агрегата может служить коэффициент

$$k'_{\phi} = k_{\phi} T_J / T_{d,0}. \quad (11.6)$$

Аналогично оценивается эффективность выполнения форсировкой возбуждения второй задачи в послеаварийном режиме — демпфирования электромеханических колебаний в ЭЭС (качаний). Для этой цели АРВ должны формироваться сигналы по производным угла $\delta_{1,2}$ (см. гл. 7).

Если интенсивность качаний велика, то при осуществлении ФВ на выходе возбудителя возникают скачкообразные изменения (прямоугольники) напряжения $U_{в}$ и соответственно нарастания и снижения

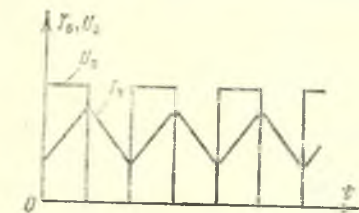


Рис. 11.11. Изменения напряжения и тока возбуждения генератора при больших интенсивностях воздействий на возбудитель (форсировка возбуждения).

тока $I_{в}$ (рис. 11.11). Первая гармоника тока $I_{в}$ демпфирует возникшие качания. Демпфирование зависит как от скорости нарастания тока ротора, определяемой постоянной времени $T_{d,0}$, так и от периода электромеханических колебаний, пропорционального $\sqrt{T_J}$. Следовательно, второй показатель эффективности ФВ определяется как

$$k''_{\phi} = k_{\phi} \sqrt{T_J} / T_{d,0} \quad (11.7)$$

Таким образом, имеет место зависимость эффективности ФВ не только от k_{ϕ} , но и от $T_{d,0}$ и T_J . При этом эффективность ФВ тем выше, чем больше значения k'_{ϕ} и k''_{ϕ} .

Управление форсировкой возбуждения для поддержания требуемого уровня напряжения производится с помощью минимальных реле напряжения, срабатывающих при к. з., причем сигнал на ФВ сохраняется в течение некоторого времени после отключения к. з. Управление ФВ в целях демпфирования колебаний также может быть выполнено с помощью соответствующих реле. Однако в современных ЭЭС для мощных генераторов ФВ осуществляется устройствами АРВ сильного действия, сигналы которых достаточны для ее обеспечения. При этом вместо производных угла используются отклонение частоты от ее исходного значения и производная частоты или первая и вторая производные тока.

Отключение части нагрузки

Как указывалось, при ликвидации аварий в дефицитной части ЭЭС (на приемном конце электропередачи) для обеспечения баланса мощностей необходимо увеличивать механическую (ускоряющую) мощность. Это можно осуществить с помощью быстрой загрузки агрегатов в этой части ЭЭС. Для этого необходимо иметь достаточный резерв мощности у агрегатов, наличие которого является обязательным условием обеспечения надежной работы ЭЭС (в случае снижения пропускной способности электропередачи из-за отключения ее участка или потери мощных источников питания в приемной части ЭЭС).

Однако это не всегда выполняется по экономическим и другим соображениям, поэтому при возникновении дефицита мощности в приемной части ЭЭС производится мгновенное отключение части нагрузки (ОН) от устройств специальной автоматики отключения нагрузки (САОН). При этом возникает ряд трудностей, связанных с необходимостью обеспечения каналов для телеотключения потребителей и осуществлением дозировки ОН. Кроме того, необходимо учитывать возможный экономический ущерб от ОН и усложнение схем электроснабжения в связи с выделением групп потребителей для подключения к устройствам САОН.

Поэтому в настоящее время мгновенное ОН (как способ воздействия на режим работы ЭЭС) реализуется сравнительно редко, а повсеместно используется АЧР (см. гл. 5), которая главным образом и осуществляет ОН в ЭЭС. Кроме того, в дефицитной части ЭЭС производится мобилизация мощности резервных гидроагрегатов и перевод их из режима синхронного компенсатора в генераторный режим.

Однако ОН от устройств АЧР, частотный пуск гидрогенераторов, а также перевод генераторов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим происходят спустя некоторое время после возникновения аварийной ситуации, при значительном снижении частоты в ЭЭС, т. е. когда синхронная работа приемной и передающей частей может быть нарушена. Поэтому внедрение ОН, осуществляемого мгновенно устройствами САОН, для современных ЭЭС является актуальным.

Деление системы

Опасность возникновения каскадных (цепочечных аварий) повышается с ростом мощности ЭЭС из-за ограниченной пропускной способности межсистемных связей. Межсистемные связи с пропускной способностью, не превышающей нескольких процентов (10%) мощности наименее мощной из соединяемых ЭЭС, являются слабыми. По таким связям мощные ЭЭС производят обмен мощностью в часы ее избытка в одной ЭЭС и недостатка в другой. Обменная мощность по слабым линиям связи невелика, и при нарушении устойчивости (или при угрозе ее нарушения) линию необходимо быстро отключить, поскольку возникший асинхронный режим может привести к нарушению устойчивости других слабых связей и возникновению многочастотного асинхронного хода [53].

В случае сильных межсистемных связей асинхронный режим недопустим из-за высокой кратности тока и по другим причинам, и разрыв связи — деление системы (ДС) необходимо провести до

того, как ток достигнет максимального значения (т. е. в течение первого цикла асинхронного режима).

Кроме того, ДС на несинхронно работающие части необходимо осуществлять в случаях, когда мероприятия по восстановлению баланса мощностей (ОГ и АРТ) оказываются неэффективными. Например, если передающая часть ЭЭС по мощности значительно

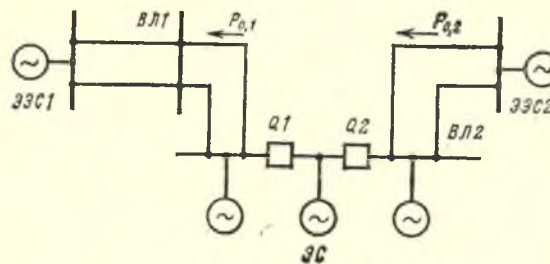


Рис. 11.12. Схема ОЭС.

больше приемной, то для сохранения баланса мощностей в каждой из частей ЭЭС при аварии на электропередаче и снижении ее пропускной способности пришлось бы отключить большое число генераторов, что могло бы вызвать снижение частоты в ОЭС.

Деление системы необходимо и в случае, когда крупная электростанция ЭС подключена к линиям ВЛ1, ВЛ2 (рис. 11.12) между ЭЭС1 и ЭЭС2. Если в момент появления дефицита мощности в ЭЭС1 осуществить ДС на выключателе Q1, то сохраняется связь ЭЭС1 с ЭС, полезная для уменьшения дефицита в ЭЭС1. Без такого деления мог возникнуть асинхронный режим из-за перегрузки ВЛ1 и произойти ее отключение.

При осуществлении ДС могут потребоваться и противоаварийные мероприятия для восстановления баланса мощностей (ОГ и АРТ).

Во всех указанных случаях ДС осуществляет предотвращение асинхронного режима в ЭЭС. Однако в ряде случаев ДС осуществляется после некоторого заданного числа циклов асинхронного режима, т. е. в целях его прекращения. Это связано с тем, что в СССР впервые применен особый метод ликвидации аварий при возникновении асинхронного режима. После возникновения асинхронного режима электропередача не разрывается, а продолжает работать, пока действие регуляторов частоты вращения турбин приемной и передающей частей ЭЭС снизит разность частот до значения, обеспечивающего их самопроизвольное втягивание в синхронизм.

Асинхронный режим обычно допускается в течение нескольких секунд (или нескольких десятков секунд) и может прекратиться без действий специальных автоматических устройств. Втягиванию в синхронизм может способствовать и АЧР в приемной части ЭЭС, а отключенная при этом нагрузка затем включается частотным АПВ (гл. 5). Если после заданного числа циклов асинхронного режима синхронная работа частей ЭЭС не восстанавливается, то осуществляются ДС и другие мероприятия.

Форсировка продольной компенсации и отключение шунтирующих реакторов

При отключении участков электропередачи с устройствами продольной емкостной компенсации (УПК) возможна кратковременная компенсация снижения их пропускной способности. Для этого отключается часть параллельно работающих конденсаторных батарей. В результате емкостное сопротивление x_c УПК увеличивается, а сопротивление электропередачи $x_L - x_c$ уменьшается. Очевидно, что через каждую из оставшихся в работе батарей при этом проходит увеличенный ток. Поэтому длительность такого режима, называемого форсировкой УПК (ФК), обычно не должна превышать несколько десятков секунд. В результате ФК кратковременно повышается предел статической устойчивости электропередачи в послеаварийном режиме, что может дать возможность подействовать регуляторам частоты вращения турбин в приемной части ЭЭС на увеличение вырабатываемой ими мощности и исключить или уменьшить разгрузку приемной части ЭЭС путем ОН (от устройств АЧР).

Отключение шунтирующих реакторов (ОР) при ослаблении электропередачи подобно ФК повышает значение мощности $P_{1,2,11}$ (см. характеристику мощности электропередачи на рис. 11.3) в послеаварийном режиме, что позволяет несколько уменьшить ее необходимую разгрузку.

11.4. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ

Для выполнения указанных (см. рис. 11.1) функций ПА должна удовлетворять определенным требованиям, например [34], обеспечивать: селективность, быстроту действия, чувствительность и надежность (по неполной аналогии с релейной защитой, хотя последняя по существу является частью общей системы ПА). Релейная защита действует однозначно на отключение поврежденного элемента вне зависимости от места и интенсивности возмущения. Противоаварийная автоматика, как указывалось, производит еще и дозировки и распределения управляющих воздействий.

Необходимость дозировки управляющих воздействий обуславливает требование точности устройств ПА, т. е. свойство выбирать интенсивность управляющего воздействия, не превышающую максимально допустимого значения. Вследствие того, что управляющие воздействия, оказываемые на ЭЭС устройствами ПА, носят характер

возмущений и могут вывести ее из области допустимых режимов, для интенсивности управляющих воздействий есть, с одной стороны, ограничение сверху, а с другой стороны имеется требование минимально необходимой интенсивности управляющего воздействия.

Требование чувствительности означает свойство обеспечить управляющее воздействие на ЭЭС при всех возмущениях, при которых ЭЭС может выйти из области допустимых режимов и не вернуться в нее. Это требование очевидно, иначе ПА не могла бы выполнять свои функции [53]. Труднее реализовать требование селективности, т. е. способности оказать управляющее воздействие только в тех случаях, когда без него режим работы ЭЭС может выйти из допустимой области и не вернуться в нее. Это требование обосновано, так как излишние, без надобности, срабатывания ПА могут ухудшить эксплуатационные показатели ПА. Из этих двух требований достаточно обеспечить выполнение требования чувствительности.

Надежность, как и в релейной защите, включает аппаратную и эксплуатационную надежность и означает свойство выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Кроме того, поскольку при авариях в ЭЭС возможны интенсивные электромагнитные и другие помехи, то ПА должна быть помехоустойчивой. Поэтому устройства ПА и способы их осуществления подвергаются анализу на надежность и помехоустойчивость, причем к критериям помехоустойчивости относятся минимальное число операций, выполняемых в момент аварии, и простота их реализации.

Требование быстродействия означает свойство оказывать управляющее воздействие до наступления необратимого процесса выхода режима работы ЭЭС из допустимой области (например, до нарушения синхронной динамической устойчивости).

При этом, чем быстрее оказывается управляющее воздействие при авариях, тем меньше необходимая интенсивность воздействия и тем больше возможность сохранения устойчивости.

Свойства ПА находятся в сложной взаимозависимости. Задача состоит в обеспечении всеми указанными свойствами эффективности функционирования ПА, т. е. способности сохранить после аварийного возмущения

синхронную или результирующую динамическую устойчивость (иными словами, удержать ЭЭС в области допустимых режимов или вернуть ее в эту область по траектории, обеспечивающей сохранность оборудования и бесперебойность электроснабжения).

Если эффективность функционирования достигается при выполнении ряда критериев оптимальности, обеспечивающих требуемое качество переходного процесса, а также минимум некоторых режимных параметров ЭЭС, то имеет место оптимальное управление. Критериями оптимальности могут быть минимум аварийного ущерба, минимум отключений потребителей и т. п. Противоаварийное управление называется качественным, если эффективность функционирования ПА достигнута при выполнении требований минимально необходимой интенсивности управляющих воздействий, селективности и оптимальности.

11.5. ПРИНЦИПЫ ДЕЙСТВИЯ И СПОСОБЫ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Основной функцией ПА (см. рис. 11.1) является предотвращение нарушения устойчивости при недопустимых отклонениях режимных параметров или при внезапных нарушениях нормального режима работы. Соответственно основными являются устройства автоматики управления активной мощностью для сохранения устойчивости (АУМСУ). Другие функции ПА — ликвидация асинхронного режима, ограничение понижения или повышения частоты и напряжения и другие, выполняемые устройствами делительной автоматики, АПАР, АЧР, АОЧ, АОН и другими устройствами — менее связаны с проблемой обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС в целом.

Структура иерархической системы ПА в современных ЭЭС имеет в общем случае три уровня: уровень района противоаварийного управления (энергоузла), стационарный и агрегатный уровни. При этом используются в основном локальные (автономные) устройства и комплексы АУМСУ, осуществляющие децентрализованное противоаварийное управление, т. е. устройства, для которых характерно полное отсутствие или наличие ограниченной информации о запасах по пропускной способности

межсистемных связей в других районах противоаварийного управления. Система ПА при возникновении аварийных ситуаций (см. § 11.2), во-первых, производит быструю дозированную разгрузку электропередач и межсистемных связей и осуществляет восстановление баланса мощностей, отключая (или разгружая) генераторы в передающей части ЭЭС и загружая генераторы и отключая часть нагрузки в приемной части ЭЭС, и, во-вторых, осуществляет автоматическое деление ослабленной в результате аварии электропередачи, предотвращая или ликвидируя асинхронный режим, который может вызвать нарушение устойчивости других электропередач.

Современное построение устройств ПА характеризуется противоречием между непрерывным характером электромеханических переходных процессов и дискретным действием устройств ПА. Это противоречие связано как с высокой интенсивностью подлежащих управлению процессов, так и с особенностями применяемых для этой цели управляющих воздействий. Поэтому структура устройств специальной ПА (см. рис. 11.1) в большинстве случаев отличается от структуры замкнутых АСР, осуществляющих регулирование параметров непрерывных процессов, и во многом приближается к структуре устройств релейной защиты и некоторых видов общей противоаварийной автоматики (АПВ, АВР, АЧР). Кроме указанного подобия структур имеется и некоторая общность аппаратной реализации и способов построения измерительных органов релейного действия.

Принципы построения устройств ПА разнообразны, но в общем случае они включают пусковые устройства (ПУ — пусковые, измерительные органы), устройства автоматической дозировки воздействий (УАДВ), устройства распределения воздействий УРВ и устройства реализации воздействий — исполнительные устройства ИУ. В состав УАДВ и устройств распределения и реализации воздействий входят функциональные преобразователи и логические элементы.

Пусковые и измерительные органы реагируют на аварийные возмущения и изменения параметров режима и схемы ЭЭС и выдают соответствующую информацию устройствам АДВ, которые в зависимости от сигналов пусковых устройств и информации об исходном (доаварийном) режиме формируют управляющие воздействия

на ЭЭС, реализуемые через ИУ. В качестве пусковых и измерительных органов используются измерительные реле электрических величин (тока, напряжения, активной и реактивной мощностей, частоты, разности фаз, скольжения, симметричных составляющих трехфазных систем напряжения и тока).

Основными параметрами, определяющими электромеханические переходные процессы, являются угол δ , скольжение s и ускорение ds/dt роторов генераторов. Для измерения этих параметров нужна достаточно сложная аппаратура, требующая в большинстве случаев передачи вектора напряжения из одной части ЭЭС в другую. Поэтому, как правило, производится их косвенное измерение [51]. Пуск устройств ПА производится также от реле положения выключателей и других аппаратов.

Устройства дозирования, распределения и реализации воздействий могут быть построены с помощью релейно-контактных схем, диодных матричных коммутаторов, цифровых и аналоговых ЭВМ.

При нарушении нормального режима устройства ПА выявляют аварийную ситуацию и определяют сочетание и дозировку (интенсивность) управляющих воздействий на выключатели, автоматические системы регулирования турбин, системы регулирования возбуждения и другие автоматические устройства, являющиеся по существу исполнительными устройствами системы ПА.

Управляющие воздействия ПА должны соответствовать возмущению и его реальной опасности при данном состоянии ЭЭС. Для этого устройства ПА должны фиксировать вид, место и интенсивность возмущения, а также учитывать схему ЭЭС и нагрузки основных связей и электростанций непосредственно перед возмущением. При этом используется прямая или косвенная фиксация возмущения. Например, для фиксации удаленной аварии, связанной с появлением дефицита активной мощности в приемной части ЭЭС, может использоваться перегрузка электропередачи.

В ряде случаев информация от пусковых устройств к устройствам АДВ или команды к исполнительным устройствам могут передаваться с помощью устройств телепередачи, а параметры доаварийного режима и переходного процесса могут измеряться с помощью устройств телеизмерения (см. гл. 1).

Автоматика управления мощностью для сохранения устойчивости и специальная автоматика отключения нагрузки

Основной функцией рассматриваемых видов автоматики является обеспечение статической, синхронной динамической и результирующей устойчивости ЭЭС. Мероприятия, осуществляемые с этой целью (ОГ, АРТ, ЭТ, ОН, ДС, а также ФВ, ФК и ОР), были рассмотрены в § 11.3. Автоматика управления активной мощностью для сохранения устойчивости (АУМСУ) представляет собой, как указывалось, балансирующую автоматику, сочетающую ОГ, АРТ, ЭТ в передающей части ЭЭС и ОН в приемной. Отключение нагрузки в приемной части ЭЭС осуществляется специальной автоматикой отключения нагрузки (САОН).

Устройства САОН, следовательно, являются составной частью АУМСУ. Эти устройства при возникновении аварийных ситуаций (см. § 11.2) обеспечивают отключение части нагрузки путем передачи управляющих теле-сигналов. При этом отключаются крупные потребители, допускающие перерывы электроснабжения.

На рис. 11.13 приведена обобщенная схема комплексной АУМСУ, состоящей из пусковых устройств ПУ, устройств автоматической дозировки воздействий УАДВ, устройств распределения воздействий УРВ и исполнительных устройств противоаварийной автоматики ИУ ПА.

Пусковые устройства. Пусковые ПО и измерительные ИО органы при нарушении нормального режима фиксируют: отключение участка электропередачи — по отключениям выключателей, срабатыванию релейной защиты, сбросу передаваемой мощности, разности токов и мощностей в поврежденной и неповрежденной частях сети; успешное и неуспешное АПВ (в условиях, когда электропередача не имеет шунтирующих связей) — по тем же признакам; тяжесть короткого замыкания — по снижению напряжения прямой последовательности, сбросу активной мощности, затягиванию отключения к. з. из-за отказа выключателя или быстродействующей защиты; аварийную перегрузку электропередачи — по изменениям активной мощности или угла сдвига фаз между напряжениями в начале и конце электропередачи; перегрузку элемента ЭЭС — по току.

Кроме того, ЛУ определяют тяжесть исходного режима, фиксируя исходные (доаварийные) значения активной мощности различных элементов ЭЭС (электропередач, генераторов, электростанций) — по действию измерительных органов мощности ИОМ и исходное состояние схемы ЭЭС — по состоянию реле положения выключателей РПВ (или вспомогательных контактов выключателей).

Таким образом, используются два вида информации в системе ПА: доаварийная (передаваемая до возникновения аварии) и аварийная (передаваемая при возникновении аварии). При этом, как правило, применя-

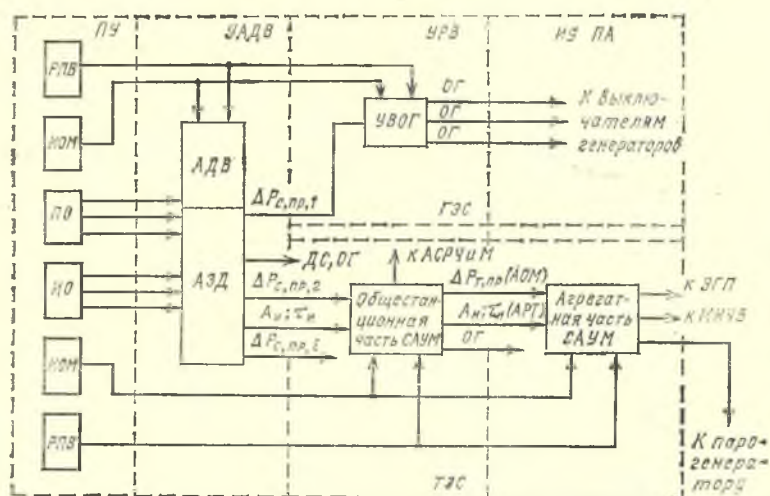


Рис. 11.13. Обобщенная функциональная схема комплексного устройства АУМСУ.

ется телепередача информации. Для передачи сигналов аварийной информации и команд используется пятикомандная аппаратура ВЧТО-М (телеотключение по высокочастотному каналу) [34, 54].

В настоящее время введена новая более совершенная аппаратура, состоящая из высокочастотной части, входящей в состав канала, организуемого на линиях электропередачи, и тональной части [54]. Такая аппаратура обеспечивает передачу по одному каналу связи 14 аварийных сигналов-команд. Время передачи команды со-

ставляет 15—30 мс. Для телепередачи информации о нормальном режиме используется аппаратура типа ТМ-800А [54], которая может использоваться с управляющей ЭВМ типа ТА-100, на базе которой могут быть реализованы функции УАДВ.

Фиксация аварийного отключения одной из параллельных линий электропередачи осуществляется электромеханическим устройством, включающим реле положения отключенного выключателя и реле блокировки от многократных включений [34]. В качестве дополнительного пускового устройства используются реле тока или реле активной мощности, включаемые на разность токов параллельных линий. Фиксация отключения линии с противоположной стороны производится с помощью телепередачи.

Разрыв электропередачи (отключение двух параллельных линий) также фиксируется реле положения и реле блокировки от многократных включений соответствующих выключателей или минимальными реле активной мощности, срабатывающими при исчезновении мощности в электропередаче. Фиксация аварийного отключения линий может быть осуществлена с использованием контактов выходных реле защиты линий [6, 34].

Противоаварийная автоматика при отключении (ослаблении) линии, избытке мощности в передающей части ЭЭС, дефиците мощности в приемной части (см. § 11.2) действует на разгрузку при определенном доаварийном значении мощности, начиная с которого возникает опасность нарушения устойчивости. Кроме того, дозировка управляющих воздействия осуществляется в зависимости от тяжести как исходного режима (значения передаваемой мощности), так и аварийного возмущения — к. з. (сброса мощности, снижения напряжения прямой последовательности, времени отключения к. з.). Для этой цели используются пусковые устройства, реагирующие на количественные изменения параметров режима ЭЭС, на скорость непрерывных изменений и на значения скачкообразных (дискретных) изменений параметров.

Фиксация тяжести к. з. осуществляется по значению сброса активной мощности электропередачи $\Delta P_{к.з.}$ (см. рис. 11.3). Для этого используется реле сброса мощности, разработанное во ВНИИР [34, 54]. Реле сброса мощности содержит измерительные преобразователи



a — функциональная схема; *б* — характерные сигналы в схеме реле.

439

звеньев (см. гл. 6) с предписанным значением напряжения $U_{\text{пр}} \sim \Delta P_{\text{пр}}$ (нуль-индикатор EA) и реле KL .

При скачкообразном изменении мощности электропередачи (или другого элемента ЭЭС) в момент времени t_1 (рис. 11.14,б) на выходе дифференцирующего звена D появляется импульс I напряжения $U_{\text{л}}$, максимальное мгновенное значение которого пропорционально значению сброса мощности ΔP . Нуль-индикатор EA и выходное реле KL срабатывают при условии $\Delta P \geq \Delta P_{\text{пр}} \sim U_{\text{пр}}$ (кривая 2) и не срабатывают при $\Delta P < \Delta P_{\text{пр}}$ (кривые 1' и 2'). Реле сброса мощности, как правило, должно иметь характеристику, зависящую от исходного значения мощности P_0 . Для этого и служит апериодическое звено с постоянной времени T , значительно превышающей длительность переходного процесса, и коэффициентом передачи k . Такое реле срабатывает, если $\Delta P \geq \Delta P_{\text{пр}} - kP_0$.

Тяжесть к. з. может быть также зафиксирована по значению ΔU_1 и длительности $t_{\text{к.з}}$ снижения напряжения прямой последовательности на шинах электростанции, к которым присоединена электропередача. Для этого используется фильтр-реле напряжения прямой последовательности.

Длительность к. з. сопоставляется с выдержкой времени реле времени с временно замыкающим контактом. В зависимости от ΔU_1 и $t_{\text{к.з}}$ ступенчато фиксируется интенсивность возмущения (к. з.).

Фиксация перегрузки электропередачи, вызванной дефицитом мощности в приемной части ЭЭС (см. § 11.2), осуществляется косвенно по увеличению передаваемой мощности или угла $\delta_{1,2}$ между векторами напряжений передающей и приемной частей ЭЭС.

Перегрузка фиксируется максимальными реле активной мощности или в случае применения схемы по рис. 11.14,а максимальными реле напряжения, включенными на выход суммирующего усилителя A . Поскольку активная мощность лишь приближенно характеризует угол $\delta_{1,2}$ между векторами напряжений U_1 и U_2 в начале и конце электропередачи и близость к предельному по устойчивости режиму, то используются более точные устройства, фиксирующие непосредственно значение угла $\delta_{1,2}$, например моделирующая фантомная схема, подобная элементу встречного регулирования в АРКТ (см. гл. 8), которая моделирует вектор U_2 на-

пряжения противоположного конца линии

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - Z_{\text{л}} \dot{I}_{\text{л}}, \quad (11.8)$$

где $Z_{\text{л}}$ — сопротивление и ток электропередачи.

Соответствующее реле разности фаз [54] позволяет фиксировать угол между напряжениями и скорость его изменения.

Широко распространены в практике эксплуатации также схемы, использующие ток линии $I_{\text{л}}$ в качестве аналога угла $\delta_{1,2}$. В таких схемах, как правило, используются три максимальных реле тока, включенных на токи фаз. Контакты реле тока включаются последовательно для исключения срабатывания устройства при к. з. (трехфазное к. з. считается маловероятным).

Устройства автоматической дозировки воздействий служат для формирования и определения интенсивности управляющих воздействий. Управляющие воздействия вырабатываются в зависимости от интенсивности аварийного возмущения и параметров исходного (доаварийного) режима, информация о которых поступает от пусковых устройств. При этом устройства АДВ (см. рис. 11.13) оценивают послеаварийное состояние ЭЭС непосредственно в момент возникновения возмущения, т. е. прогнозируют это состояние, что позволяет увеличить быстродействие ПА и снизить тем самым интенсивность управляющих воздействий. После возникновения аварии управляющие воздействия вырабатываются с использованием устройства автоматического запоминания дозирок (АЗД), в которые введены результаты предварительных расчетов, образующие массив управляющих воздействий.

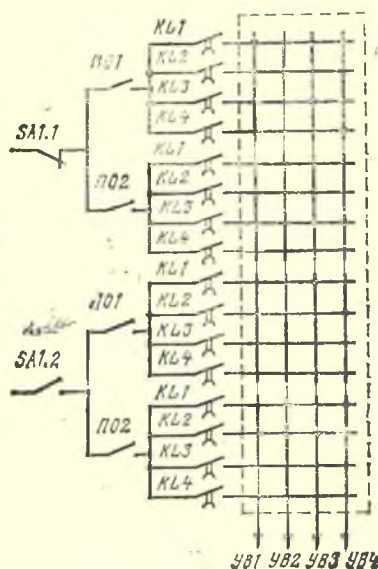


Рис. 11.15. Упрощенная схема релейно-контактного устройства АДВ.

Ранее, когда узлы ЭЭС были не столь развитыми, этот массив удавалось хранить с помощью релейно-контактных схем и коммутаторов. На рис. 11.15 приведена схема релейно-контактного устройства АДВ, в которое введена информация об исходном состоянии ЭЭС, включающая значение активной мощности $P_{0,г}$, передаваемой по электропередаче (см. рис. 11.2), и информация о схеме электропередачи. Схема электропередачи может быть нормальной (включены обе линии) или ремонтной (один из участков одной из линий отключен). Устройство АДВ получает сигналы от пусковых органов $ПО1$ и $ПО2$ об отключении того или иного участка электропередачи и имеет четыре ступени замера исходного значения мощности.

Измерение (фиксация) исходных значений мощности $P_{0,г}$ производится аналого-релейным преобразователем, т. е. набором максимальных реле активной мощности и цепей запоминания исходного состояния их контактов, снабженных соответствующим числом промежуточных реле-повторителей $KL1—KL4$. В простейшем случае при условии, что мощность приемной части ЭЭС значительно превышает мощность ее передающей части, можно определить мощность отключаемых генераторов $\Delta P_{0,г}$ в соответствии с требованием 8%-ного запаса статической устойчивости:

$$\Delta P_{0,г} = P_{0,г} - 0,92P_{1,2,II}, \quad (11.9)$$

где $P_{1,2,II}$ — предельная по условию статической устойчивости мощность электропередачи в послеаварийном режиме.

В более сложных случаях при определении $\Delta P_{0,г}$ приходится выполнять более сложные расчеты, причем для определения $P_{0,г}$ необходимо вначале осуществить суммирование мощностей нескольких электропередач. Для ЭЭС с двумя частями соизмеримой мощности учитываются значения сброса активной мощности при коротком замыкании.

Зависимости $\Delta P_{0,г}$ от $P_{0,г}$ для нормального 1 и ремонтного 2 режимов электропередачи работы приведены на рис. 11.16, где указаны мощности отключаемых генераторов $\Delta P_{0,г,1} \div \Delta P_{0,г,4}$ и мощности электропередачи в ис-

ходном режиме, фиксируемые реле мощности для нормального (мощности срабатывания реле $P_{с,р,1} \div P_{с,р,3}$) и ремонтного ($P'_{с,р,1} \div P'_{с,р,4}$) режимов. Эти зависимости в виде их линейно-кусочной аппроксимации (функционального преобразования) и реализуются с помощью коммутатора K , вертикальные (выходные) и горизонтальные (входные) шин которого соединены (места соединений указаны точками). Коммутатор выполняет функции запоминающего устройства, хранящего результаты заранее проведенных расчетов.

Таким образом, при срабатывании пусковых органов $ПО1$ или $ПО2$ в зависимости от места (или вида) аварийного возмущения, схемы электропередачи (режим 1 — замкнут контакт $SA 1.1$ переключателя $SA1$, режим 2 — замкнут контакт $SA 1.2$) и исходной мощности определяется управляющее воздействие ($УВ1—УВ4$) на электростанцию в виде определенного значения мощности отключаемых генераторов.

Если в местах соединения входных и выходных шин коммутатора установить диоды, то образуются устройства, получившие название диодно-матричных коммутаторов (КДМ) и способные не только хранить информацию, но и выполнять логические операции И и ИЛИ [53, 54]. Эти устройства по сравнению с релейно-контактными АДВ требуют меньшего числа реле и коммутаторов меньших размеров.

Релейно-контактные и диодно-матричные устройства АДВ применяются для объектов малой и средней сложности или в качестве резервных, устанавливаемых дополнительно к устройствам АДВ с цифровыми ЭВМ для сложных узлов. Устройства АДВ с цифровыми ЭВМ могут реализовывать четыре основных способа дозировки [51]. При способе До (до аварии) расчет дозирования выполняется непрерывно (циклически), в результате че-

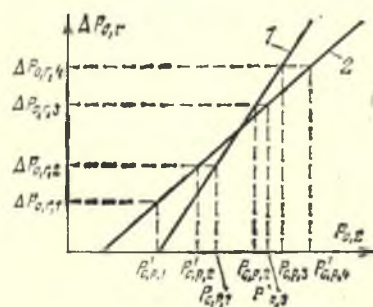


Рис. 11.16. Зависимости мощности отключаемых генераторов от исходной электропередачи по рис. 11.2.

го в каждом цикле, продолжающемся 3—5 с, устройству АЗД (см. рис. 11.13) выдается целая серия дозирровок (ОГ, АРТ, ДС, ОН и т. п.) для всех аварий, возможных в данном текущем режиме. Устройство АЗД хранит информацию, выработанную АДВ, и выдает ее при срабатывании соответствующего пускового органа. В способе После цифровая ЭВМ непосредственно воспринимает сигналы от сработавших пусковых органов, рассчитывает за 0,02—0,5 с дозировки и выдает команды управления исполнительным устройствам.

Способ До обладает большими надежностью и помехоустойчивостью, так как расчеты ведутся до аварии и, кроме того, устройство АДВ всегда находится в рабочем положении, соответствующем определенному режиму ЭЭС. В способах До и После при расчетах используется или программа, составленная на основе уравнений, описывающих ЭЭС в доаварийном, аварийном и послеаварийном режимах с хранением всех относящихся к ним констант, или программа, составленная на основе таблиц решений, полученных более мощными вычислительными средствами (вне устройств АДВ) и описывающих границы устойчивости ЭЭС с учетом управляющих воздействий.

При срабатывании пускового устройства (при возникновении аварийного возмущения) устройство АДВ (см. рис. 11.13) выдает задание на разгрузку ТЭС и ГЭС — предписанные значения $\Delta P_{с,пр,1}$; $\Delta P_{с,пр,2}$; $\Delta P_{с,пр,i}$, а на ТЭС дополнительно импульсные (амплитудой $A_{и}$ и длительностью $\tau_{п}$) воздействия на АРТ и команды управления на ОГ или ДС. Они поступают к устройствам распределения воздействий УРВ, которые имеют различное исполнение в зависимости от вида управляющего воздействия и в связи с технологическими особенностями ГЭС и ТЭС.

Устройства распределения воздействий на ГЭС, на которых производится ОГ, выбирают номера отключаемых генераторов в соответствии с предписанным значением $\Delta P_{с,пр,1}$ и установленной очередностью отключения. В аналого-цифровом устройстве, разработанном в ВЭИ имени В. И. Ленина [54], учитывается, что помимо ОГ устройство может получить и команду ДС. Поэтому на коммутаторах устройства устанавливается принадлежность каждого из генераторов к той или иной группе по отношению к точке деления, а также минимальное число

генераторов, которое должно остаться в работе в каждой из групп. Кроме того, это устройство учитывает неравномерность загрузки генераторов, что требует задания диапазонов мощностей, при которых генераторы участвуют в ОГ.

Для электростанций с равномерной загрузкой генераторов используются устройства, выполненные на базе диодно-матричных коммутаторов, позволяющие определить число отключаемых генераторов с учетом их загрузки. Загрузка генераторов контролируется установленными на одном из генераторов реле мощности.

Аналогично выполняются и устройства распределения воздействий специальной автоматики отключения нагрузки (CAOH).

На ТЭС разгрузка агрегатов реализуется через ЭГП (см. § 11.3), а ОГ осуществляется только при невозможности снизить мощность агрегатов на предписанное значение $\Delta P_{с,пр.2}$. Ограничения по допустимой глубине разгрузки зависят от типа оборудования и вида топлива и для современных энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара и прямоточными парогенераторами при исходной номинальной мощности $P_{г,ном}$ составляют $0,3P_{г,ном}$ при работе на пылеугольном топливе, $0,5P_{г,ном}$ при работе на мазуте и $0,7P_{г,ном}$ при работе на газе.

На ТЭС функции устройства распределения воздействий выполняет общестанционная часть системы автоматического управления мощностью (САУМ), которая принимает задание на разгрузку станции $\Delta P_{с,пр.2}$ и распределяет его по агрегатам с учетом ограничений по глубине разгрузки каждого из них.

Исполнительные устройства ИУ ПА (устройства реализации воздействий) на ГЭС, а также подобные устройства CAOH представляют собой цепи отключения выключателей (на рис. 11.13 не показаны). На ТЭС функции ИУ ПА осуществляет агрегатная часть САУМ [54], производящая АРТ подачей импульсов большой амплитуды (см. § 11.3) по условиям динамической устойчивости, и одновременно АОМ.

Задача АОМ, как указывалось, состоит в том, чтобы снизить мощность турбины до значения, определяемого условиями статической устойчивости послеаварийного режима:

$$P_{т,пр} = P_{т,0} - \Delta P_{т,пр}. \quad (11.10)$$

В настоящее время применяются два принципа построения устройств АОМ. Первый реализует разомкнутый способ управления и состоит в том, что на МИЧВ (см. рис. 11.5) подается воздействие определенной длительности, пропорциональное требуемому изменению уставки системы регулирования турбины. При реализации такой схемы требуется обеспечение повышенной скорости электродвигателя МИЧВ для смещения уставки АРЧВ от нулевого значения мощности до полной загрузки агрегата за время, не превышающее 4—5 с; в нормальном режиме указанная операция производится за 40—50 с. Такой способ обладает невысокой точностью отработки управляющего воздействия (погрешность достигает $0,3\Delta P_{т,пр}$). Более совершенно ограничение мощности, осуществляемое подачей сигнала на систему регулирования турбины через ЭГП. Такой способ реализует разомкнутый ограничитель мощности, осуществляющий подачу через ЭГП сигнала $\eta_{АОМ}$ (см. рис. 11.10), пропорционального предписанному значению снижения мощности агрегата $\Delta P_{т,пр}$ с последующей его компенсацией сигналом $\eta_{\omega,пр}$ от МИЧВ.

Такой быстродействующий ограничитель также обладает недостаточной точностью, так как в нем отсутствует обратная связь по регулируемой мощности P_t , которая может отличаться от $P_{т,пр}$. Поэтому в наиболее совершенных устройствах АОМ быстродействующий разомкнутый ограничитель мощности дополняется замкнутой АСР мощности генератора, также воздействующей на систему регулирования турбины через ЭГП. Замкнутая статическая АСР по мощности генератора корректирует действие разомкнутого ограничителя и осуществляет с некоторым статизмом поддержание предписанного значения мощности агрегата $P_{т,пр}$ в соответствии с (11.10).

После наступления установившегося режима, в котором мощность генератора близка к $P_{т,пр}$, включается замкнутая АСР мощности генератора, действующая через электродвигатель МИЧВ и поэтому астатическая. Действие астатической АСР приводит к исчезновению воздействия статической АСР, которая может быть отключена.

Делительная автоматика для предотвращения асинхронного режима

Делительная автоматика предназначена для деления системы в течение первого цикла асинхронного режима в случаях, когда такой режим недопустим. Имеются три типа устройств, условно названных ниже статическим, динамическим и устройством с прогнозированием [53]. Статические устройства реагируют на значение угла $\delta_{1,2}$ (см. рис. 11.2), достижение которым некоторого значения считается показателем угрозы нарушения устойчивости. Как указывалось, прямое измерение угла $\delta_{1,2}$ затруднительно. Поэтому часто используется ток электропередачи $I_{\text{н}}$.

Использование в устройстве делительной автоматики тока $I_{\text{н}}$ удобно, поскольку можно применять измерительные реле тока. Однако при этом получают значительные погрешности измерения угла $\delta_{1,2}$.

Существует и другой способ использования тока электропередачи для получения угла $\delta_{1,2}$ — это совместное применение фазометра и так называемой фантомной схемы, которая включает в себя модель электропередачи.

Динамическое устройство позволяет определить факт перехода электропередачи на нисходящую часть характеристики мощности и прохода углом $\delta_{1,2}$ его критического значения $\delta_{1,2,\text{кр}}$. Для этого необходимо выявить одновременное выполнение трех критериев:

$$dP/dt < 0; d\delta_{1,2}/dt > 0; P < P_0,$$

где P — мощность электропередачи; P_0 — исходное (доаварийное) значение мощности.

Такое устройство может определить угрозу нарушения устойчивости значительно быстрее, однако оно требует значительно большего объема информации.

Устройство с прогнозированием позволяет еще в процессе динамического перехода определить (дать прогноз) возможности нарушения устойчивости. Такое прогнозирование можно осуществить путем сравнения текущего значения скольжения s с его граничным значением

$$s_{\text{гр}} = \sqrt{2 \frac{\omega_{\text{ном}}}{T_J} [P_0 (\delta_{1,2} - \delta_{1,2,\text{кр}}) + P_{1,2,11} (\cos \delta_{1,2} - \cos \delta_{1,2,\text{кр}})]},$$

(11.11)

где $P_{1,2,\Pi}$ — максимум характеристики мощности электропередачи в послеаварийном режиме; T_J — постоянная времени механической инерции вращающихся масс в ЭЭС.

Если $s > s_{\text{гр}}$, то должно быть осуществлено ДС ввиду угрозы нарушения устойчивости.

Выражение (11.11) показывает, что для действия устройства с прогнозированием необходима информация не только о параметрах режима, но и о параметрах электропередачи.

Автоматика прекращения асинхронного режима

Автоматика прекращения асинхронного режима, устанавливаемая на электропередачах, где асинхронный режим допустим, осуществляет деление ЭЭС при превышении его длительностью установленного значения. При построении устройств автоматики прекращения асинхронного режима (АПАР) используются два признака асинхронного режима — периодическое изменение знака активной мощности и периодическое увеличение тока электропередачи (рис. 11.17). Ток асинхронного режима электропередачи (см. рис. 11.2) определяется выражением

$$I_{a, p} = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}{Z_2},$$

где Z_2 — эквивалентное сопротивление электропередачи.

Если агрегат $TG1$ выпадает из синхронизма, то вектор $\dot{E}_1$ вращается вокруг вектора $\dot{E}_2$ ЭЭС ($TG2$) и знак мощности агрегата соответствует то генераторному режиму ($P_{a, p} > 0$), то двигательному ($P_{a, p} < 0$), что следует из выражения

$$P_{a, p} \approx \frac{E_1 E_2}{X_2} \sin \delta_{1, 2}, \quad (11.12)$$

где X_2 — эквивалентное реактивное сопротивление электропередачи.

Фиксировать только изменения знака мощности недостаточно, поскольку аналогичное изменение знака мощности возможно и при глубоких синхронных качаниях.

Поэтому в устройствах АПАР используется второй признак асинхронного режима, состоящий в том, что значение тока при проходе вектором $\vec{E}_1$ через границу между II и III квадрантами комплексной плоскости ($\delta_{1,2} = \pi$) значительно больше, чем в момент пересечения вектором границы между I и IV квадрантами ($\delta_{1,2} = 2\pi$). Сопоставляя моменты изменения знака мощности со значениями тока, можно установить факт возникновения асинхронного режима, фиксируя последовательный обход вектором $\vec{E}_1$ всех четырех квадрантов. Для этого используются реле тока и мощности, установленные в одной фазе, и логическая схема. Такая схема не срабатывает при синхронных качаниях, т. е. в случае, когда вектор $\vec{E}_1$ периодически пересекает границу между I и IV квадрантами, поскольку при этом, как указывалось, ток $I_{a,p}$ намного меньше, чем при пересечении вектором $\vec{E}_1$ границы между II и III квадрантами. Однако при несимметричных повреждениях в ЭЭС могут возникнуть такие сочетания значений тока и мощности, которые будут восприниматься устройством как асинхронный режим, причем при действии АПВ такие сочетания могут возникнуть несколько раз. Поэтому для отстройки от несимметричных повреждений устройство АПАР должно устанавливать наличие асинхронного режима только после фиксации нескольких (трех — пяти) циклов указанных изменений тока и мощности.

После установления факта возникновения асинхронного режима деление связи не производится, а начинается отсчет заданной выдержки времени, в течение которой возможно втягивание в синхронизм приемной и передающей частей ЭЭС (например, за счет действия регуляторов частоты вращения турбин). По истечении заданной выдержки времени устройство АПАР вновь осуществляет проверку наличия асинхронного режима. Если асинхронный режим не прекратился, то выдается команда на отключение линии связи.

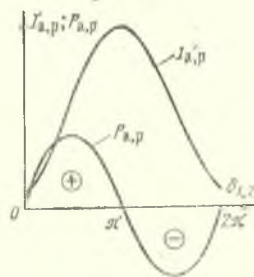


Рис. 11.17. Изменение тока асинхронного режима и активной мощности в электропередаче по рис. 11.2 в течение одного цикла асинхронного режима.

Автоматика ограничения повышения частоты и напряжения

В случаях, когда в той части ЭЭС, где возникает избыток активной мощности, имеются одновременно ГЭС и ТЭС, возможно недопустимое превышение частоты. Разделение ЭЭС и снижение частоты выполняется автоматикой ограничения частоты (АОЧ), устанавливаемой на ГЭС и имеющей три ступени с частотами срабатывания $f_{ср,1}$; $f_{ср,2}$; $f_{ср,3}$ ($f_{ср,3} > f_{ср,2} > f_{ср,1} > f_{ном}$), что необходимо для обеспечения качества управления [аналогично АЧР (см. гл. 5)]. Первая ступень АОЧ производит быстрое отключение части гидрогенераторов, вторая — служит для повышения точности работы АОЧ и облегчения ее настройки на значение отключаемой мощности, поскольку его трудно оценить из-за многообразия аварийных ситуаций.

Для резервирования первых двух ступеней АОЧ используется третья ступень, действующая при повышении частоты до значения $f_{ср,3}$ на отключение связи между ТЭС с выделенной нагрузкой и ГЭС.

При отключении электропередачи, отходящей от шин мощной ГЭС, возможно повышение напряжения из-за сброса нагрузки с гидрогенераторов и увеличения частоты их вращения (медленнодействующие АРЧВ) и большой емкости (зарядной мощности) электропередач сверхвысоких напряжений. Для защиты электрооборудования от повышения напряжения предусматривается автоматика для ограничения повышения напряжения (АОН). Эта автоматика действует на включение шунтирующих реакторов, установленных на электропередачах (если они были отключены), и на отключение электропередачи, являющейся источником перенапряжений, в случаях, когда возникает реальная угроза пробоя изоляции.

При отказе выключателя линии АОН действует на отключение понижающих автотрансформаторов и трансформаторов. При повышении напряжения сверх допустимого значения в АОН срабатывают максимальные реле напряжения с повышенным коэффициентом возврата $k_v \geq 0,95$. Такое значение k_v необходимо для обеспечения требуемой чувствительности при надежном возврате реле напряжения в режимах, когда после кратковременного повышения напряжение снижается до нормальных эксплуатационных значений. В случаях, когда источником

перенапряжений могут быть несколько линий, автоматика выполняется с использованием реле направления реактивной мощности.

Глава двенадцатая

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОТЫСКАНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

12.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Если на воздушной линии электропередачи высокого напряжения (ВЛ) возникает к. з., то ВЛ автоматически отключается под воздействием релейной защиты [6], а затем автоматически включается повторно под воздействием устройства автоматического повторного включения (УАПВ) (см. гл. 4). В случае неуспешного АПВ требуется найти место к. з. и отремонтировать ВЛ. В случае успешного АПВ также требуется найти место, где было к. з., для того, чтобы осмотреть его и оценить необходимость профилактического ремонта.

Сравнительно недавно место повреждения на ВЛ искали путем обходов и осмотров, на что затрачивалось много времени, причем повреждения в случае успешного АПВ во многих случаях находить не удавалось. В настоящее время процесс отыскания повреждения на ВЛ автоматизирован. При этом в случае неуспешного АПВ значительно сократилось время отыскания повреждения, что привело к сокращению простоев ВЛ; сократился недоотпуск энергии потребителям и получен значительный экономический эффект. Автоматизация позволила отыскивать большинство повреждений и в случае успешного АПВ и своевременно производить профилактический ремонт. Это обеспечило повышение надежности ЭЭС. Методы автоматизированного отыскания повреждений основаны на применении различных автоматических и полуавтоматических приборов и устройств.

На ВЛ 110 кВ и выше в СССР наиболее широко применяются фиксирующие приборы (ФП). На ВЛ 500 кВ и выше наряду с ФП применяются автоматические локационные искатели [55]. Фиксирующие приборы во время к. з. автоматически фиксируют действующие значения токов и напряжений на концах поврежденной ВЛ, и по этим данным рассчитывается расстояние до места к. з.

Методы отыскания мест повреждения, основанные на применении ФП, называются методами отыскания повреждений по параметрам аварийного режима [56].

Метод определения расстояния до места однофазного к. з. на ВЛ по параметрам аварийного режима поясняется на следующем примере.

Дана одиночная однородная транзитная линия (рис. 12.1), соединяющая опорные подстанции ЭЭС A и B . Длина линии равна L , сопротивление нулевой последовательности всей линии $Z_{0,л}$ (в дальнейшем индексы, отмечающие последовательность, опускаются).

В точке K на неизвестном расстоянии l_a от опорной подстанции A возникает однофазное к. з. на землю. Во

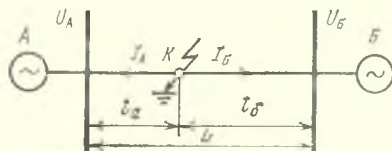


Рис. 12.1. К пояснению способа определения места к. з. по параметрам аварийного режима.

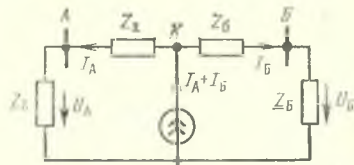


Рис. 12.2. Схема замещения нулевой последовательности при расчете расстояния до места к. з. на линии по схеме рис. 12.1.

время к. з. фиксируются действующие значения токов I_A , I_B и напряжений U_A , U_B нулевой последовательности по концам линии.

Если не учитывать емкостную проводимость линии и взаимные индуктивности данной линии с другими линиями, то искомое расстояние можно определить, исходя из комплексной схемы нулевой последовательности (рис. 12.2), где Z_A и Z_B — сопротивление нулевой последовательности систем A и B , приведенные к шинам опорных подстанций; $Z_a = Z_{0,л} l_a / L$ — сопротивление нулевой последовательности участка линии длиной l_a от шин подстанции A до точки K ; $Z_b = Z_{0,л} - Z_a$ — сопротивление участка линии от шин подстанции B до точки K .

Таким образом, задача сводится к расчету сопротивления Z_a или Z_b .

Полагая, что все сопротивления в схеме замещения имеют одинаковые аргументы, из схемы замещения можно получить:

$$U_A + I_A Z_a = U_B + I_B (Z_n - Z_a). \quad (12.1)$$

В этом выражении только одно неизвестное Z_a , его можно вычислить и по нему определить искомое расстояние до места к. з.

Следует отметить, что сопротивление электрической дуги в месте к. з. на результаты расчетов влияния не оказывает, если токи и напряжения фиксируются одновременно с обеих сторон линии.

Расстояние до места к. з. можно определять и по значениям токов и напряжений, зафиксированным с одной стороны линии, но при этом необходимо учитывать сопротивление электрической дуги в месте к. з.

Выражение (12.1) можно преобразовать следующим образом:

$$(1 + Z_a/Z_A) U_A/U_B = 1 + (Z_n - Z_a)/Z_B. \quad (12.2)$$

Отсюда следует, что если известны сопротивления Z_A и Z_B , то для определения расстояния до места к. з. достаточно фиксировать только напряжения нулевой последовательности на шинах опорных подстанций и даже только отношение этих напряжений. Для определения расстояния можно фиксировать токи и напряжения (или только напряжения) обратной последовательности. По показаниям современных фиксирующих приборов расстояние до места к. з. рассчитывается с ошибкой не более $\pm 2,5$ км.

Установка фиксирующих приборов окупается в первый же год эксплуатации. Большинство повреждений на ВЛ являются несимметричными, преимущественно однофазными к. з. Поэтому в СССР установка фиксирующих приборов считается обязательной на всех ВЛ 110 кВ и выше длиной более 20 км, а в отношении обслуживания фиксирующие приборы приравнены к релейной защите.

По существующим правилам расстояние до места к. з. рассчитывает диспетчерский персонал. При этом широко используются заранее составленные номограммы и вспомогательные кривые. Например, в случае одиночной ВЛ при известных сопротивлениях систем зависимость l_a от U_A/U_B может быть заранее рассчитана и построена в виде кривой $l_a(U_A/U_B)$.

В настоящее время разработаны способы расчета расстояния до места к. з. с учетом неоднородности ВЛ, емкостной проводимости, взаимоиндукции, наличия ответвлений и т. д.

Для облегчения расчета расстояния до места к. з. были разработаны автоматизированные вычислительные устройства с автоматическим вводом показаний фиксирующих приборов. При этом такие устройства непосредственно показывают расстояния до места к. з. Однако в настоящее время наиболее целесообразно использовать для этой цели универсальные вычислительные машины.

Автоматический локационный искатель (АЛИ) во время к. з. автоматически посылает в линию зондирующие импульсы и фиксирует время прихода импульсов, отраженных от места повреждения. Расстояние до места повреждения рассчитывается автоматически в соответствии с формулой

$$l_a = 0,5 \Delta t c,$$

где c — скорость распространения зондирующих импульсов по данной линии; Δt — интервал времени между моментами послыки зондирующего импульса и прихода отраженного импульса.

У современных АЛИ расстояние до места повреждения указывается непосредственно на шкале, поэтому никаких расчетов производить не требуется. Ввиду того что зондирование линии производится во время к. з., при помощи АЛИ находится как устойчивое, так и неустойчивое к. з., причем очень точно, ошибка не превышает $\pm 1\%$. Однако АЛИ требуют значительно больших капиталовложений, чем ФП, и поэтому применяются на ВЛ 330 кВ и выше.

Сравнивая методы определения расстояния до места повреждения на ВЛ при помощи АЛИ и ФП, можно заметить, что локационный метод более точен и универсален. Он применим как при любом виде к. з., так и при обрыве проводов ВЛ. Метод, основанный на фиксации параметров аварийного режима, менее точен и применим только при несимметричных к. з., а если фиксируются составляющие нулевой последовательности, то только при к. з., связанных с землей. Однако он требует более простой и гораздо более дешевой аппаратуры. Поэтому ФП оснащены в настоящее время более 90% протяженности ВЛ 110 кВ и выше, включая 500 кВ.

К фиксирующим приборам предъявляются довольно жесткие технические требования по ряду показателей. Прежде всего, ФП должны фиксировать параметры аварийного режима во время к. з. до того, как начались автоматические отключения под действием наиболее быстроедействующей релейной защиты. Время срабатывания ФП равно интервалу времени между моментом начала к. з. и моментом, когда ФП зафиксирует соответствующий аварийный параметр. В сетях 110—220 кВ время срабатывания ФП не должно превышать 0,1 с.

Фиксирующий прибор должен реагировать только на первую гармонику тока или напряжения, поскольку расчетные формулы составлены для первых гармоник. Во всяком случае высшие гармоники и апериодические составляющие токов и напряжений не должны влиять на его показания.

Численное значение фиксируемой величины в сильной степени зависит от места нахождения к. з. и режима работы ЭЭС. Наибольшее возможное значение фиксируемой величины нередко в 30 и более раз превышает ее наименьшее возможное значение. Поэтому ФП должен иметь большую кратность шкалы (K^{III}), определяемую как отношение верхнего предела рабочей части шкалы к нижнему ее пределу. В настоящее время требуется, чтобы у ФП кратность шкалы была не менее 50, что во много раз превышает кратность шкалы любого стрелочного измерительного прибора.

Современные ФП конструируются как однофазные приборы, а возможность фиксации той или иной симметричной составляющей тока или напряжения обеспечивается включением ФП через соответствующий фильтр симметричных составляющих. Мощность выходного сигнала фильтра симметричных составляющих обычно невелика. Поэтому ФП должен обладать достаточно малым потреблением со стороны измерительного входа.

Допустимая относительная погрешность ФП довольно велика — порядка 2—3%. Однако при кратности шкалы 50 она соответствует допустимой приведенной погрешности не более 0,04—0,06%.

В настоящее время ФП устанавливаются на опорных подстанциях, а расчет расстояния до места к. з. по показаниям ФП производит персонал диспетчерских пунктов

(ДП). Показания ФП снимаются персоналом подстанций и затем передаются по телефону на ДП. При этом не исключена возможность субъективных ошибок. Если ФП установлен на подстанции, работающей без постоянного дежурства персонала, то для снятия показаний ФП обслуживающий персонал должен специально приехать на подстанцию. Это вызывает соответствующую задержку при определении расстояния до места к. з. В перспективе будет осуществляться автоматическая телепередача показаний ФП на соответствующий ДП, а затем и автоматизация процесса расчета расстояния до места к. з. Поэтому требуется, чтобы ФП допускал автоматическую

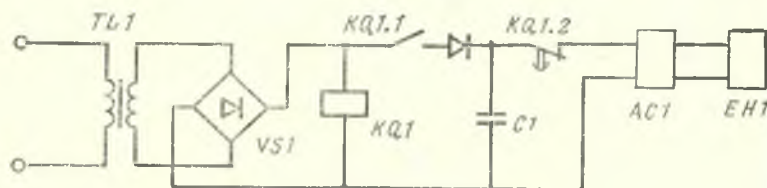


Рис. 12.3. Функциональная схема фиксирующего прибора с запоминающим конденсатором.

телепередачу на ДП зафиксированного значения аварийного параметра.

Следует отметить, что ни автоматические осциллографы, ни обычные регистрирующие приборы указанным требованиям не удовлетворяют.

На рис. 12.3 изображена функциональная схема ФП с запоминающим конденсатором. Входной трансформатор *TL1* подключается к фильтру симметричных составляющих: напряжение на его входе прямо пропорционально подлежащей фиксации симметричной составляющей тока или напряжения. Пусковое реле *KQ1* срабатывает, если напряжение после выпрямителя *VS1* достигает определенного значения, т. е. подлежащая фиксации величина превышает определенное значение, называемое порогом чувствительности фиксирующего прибора. При этом замыкающий контакт *KQ1.1* замыкается, а затем через 0,1 с после начала к. з. размыкается.

В нормальном режиме напряжение на входе ФП невелико и пропорционально напряжению небаланса фильтра симметричных составляющих. Пусковое реле *KQ1*

отстроено от этого напряжения, поэтому находится в начальном состоянии.

При возникновении к. з. напряжение на входе ФП возрастает, *KQ1* срабатывает и подключает запоминающий конденсатор *C1* к выпрямителю *VS1*. Начинается заряд конденсатора. К моменту размыкания контакта *KQ1.1* через указанное время после начала к. з. процесс заряда *C1* успевает закончиться и напряжение на нем остается равным

$$U_c = K_{\phi} A_{\phi},$$

где A_{ϕ} — действующее значение фиксируемой симметричной составляющей тока или напряжения; K_{ϕ} — постоянный коэффициент пропорциональности.

Таким образом, *C1* используется как элемент оперативной памяти.

Затем замыкается контакт *KQ1.2* и *C1* разряжается на устройство считывания *AC1*. В процессе разряда *C1* формируется выходной сигнал *AC1*, отображающий значение A_{ϕ} . Этот сигнал воздействует на воспроизводящий прибор *EH1* с долговременной памятью таким образом, что после окончания разряда *C1* показание *EH1* отображает значение A_{ϕ} .

Таким образом, процесс фиксации делится на два этапа: на первом этапе, длящемся не более 0,1 с, заряжается *C1* и обеспечивается требуемое быстродействие ФП; на втором этапе производится разряд *C1* и формирование показаний ФП; на втором этапе большое быстродействие не требуется, вполне допустимо формировать показания ФП в течение нескольких секунд, даже нескольких десятков секунд после окончания к. з. Поэтому в состав *AC1* и *EH1* могут входить достаточно «тихоходные» элементы, но зато надежные и хорошо защищенные от помех. Возможно обеспечить заряд *C1* и менее чем за 0,1 с. Поэтому по рассмотренной схеме можно строить и более быстродействующие ФП.

Поскольку предельное напряжение, до которого можно заряжать *C1*, ограничивается только изоляцией конденсатора и связанных с ним элементов, то представляется возможным строить ФП со сколь угодно большой кратностью рабочего диапазона.

Выбором постоянной времени заряда *C1* можно обеспечить фиксацию только установившейся составляющей напряжения на входе ФП. При этом погрешности, обу-

Словенные наличием свободных составляющих, получают достаточно малыми. Опыт конструирования показывает, что достаточно просто обеспечивается малое потребление ФП со стороны измерительного входа.

В настоящее время известно много вариантов ФП с запоминающим конденсатором. Они различаются в основном только принципами действия АС1 и ЕН1. Одним из первых ФП с запоминающим конденсатором был ФП типа АЗАН Мосэнерго.

У него в качестве ЕН1 используется электрический секундомер с питанием от сети промышленной частоты, а функция АС1 выполняет поляризованное реле напряжения, которое управляет секундомером. При замыкании контакта КQ1.2 реле срабатывает под действием напряжения на С1 и включает секундомер. Спустя некоторое время напряжение на С1 снижается до напряжения возврата реле U_v , секундомер выключается. По зафиксированному секундомером интервалу времени Δt_Φ , однозначно связанному с величиной A_Φ , можно определить ее значение.

В приборе типа АЗАН разряд С1 происходит практически по экспоненциальному закону с постоянной времени $T_p = C_1 R_p$, где R_p — сопротивление резистора в цепи обмотки реле, C_1 — емкость С1.

Если в исходном состоянии секундомер показывал $\Delta t_\Phi = 0$, то значение A_Φ определяется из выражения

$$U_v = U_c \exp(-\Delta t_\Phi / T_p)$$

$$\text{или} \quad A_\Phi = f_{\text{ном}} \frac{U_v}{I_c K_\Phi} \operatorname{antiln}(\Delta t_\Phi / (C_1 R_p)),$$

где f_c — фактическая частота сети.

Фиксирующий прибор типа АЗАН удовлетворяет всем перечисленным выше требованиям, однако имеет ряд недостатков: показания секундомера непропорциональны A_Φ , поэтому цифровой секундомер невозможно градуировать в значениях A_Φ ; прибор требует при считывании наличия питания от сети промышленной частоты, причем отклонение частоты от номинальной обуславливает погрешность прибора; изменение емкости С1 или изменение сопротивления реле R_p вызывает дополнительную погрешность ФП.

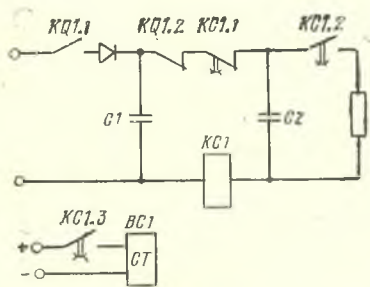


Рис. 12.4. К пояснению принципа действия устройства считывания фиксирующего прибора серии ФИП.

В настоящее время промышленность выпускает фиксирующие приборы серии ФИП. Прототипом для них послужил прибор типа ФИВО-65 [57]. Приборы серии ФИП обладают рядом достоинств по сравнению с другими ФП с запоминающими конденсаторами. Эти достоинства обеспечиваются принципом действия АС1, который поясняется схемой на рис. 12.4.

В состав АС1 входят два основных элемента: считывающий конденсатор С2 и комплектное реле управления считыванием КС1. Воспроизводящим прибором служит счетчик импульсов ВС1.

В исходном состоянии (перед началом считывания) счетчик стоит на нуле, считывающий конденсатор разряжен, реле КС1 не возбуждено, контакт КQ1.2 разомкнут, запоминающий конденсатор заряжен до напряжения $U_c = K_\Phi A_\Phi$.

Считывание начинается после возврата пускового реле и замыкания контакта КQ1.2. При этом к заряженному С1 присоединяется незаряженный С2 и напряжение на обоих конденсаторах устанавливается равным

$$U_1 = U_c C_1 / (C_1 + C_2) = U_c / (1 + m),$$

где $m = C_2 / C_1$.

Емкость считывающего конденсатора гораздо меньше емкости С1 ($m \ll 1$)

$$U_1 \approx U_c (1 - m).$$

Ток заряда С2 проходит по КС1. Под воздействием этого тока КС1 срабатывает. При этом с некоторой выдержкой времени t_1 контакты КС1 переключаются, остаются в переключенном состоянии в течение времени t_2 , а затем КС1 возвращается в начальное положение. Время t_1 выбрано достаточным для окончания процесса заряда С2 от С1.

В течение времени t_2 , пока контакт КС1.1 разомкнут, а КС1.2 и КС1.3 замкнуты, С2 разряжается до нуля (через КС1.2), а на ВС1 поступает первый электрический импульс, который и фиксируется счетчиком.

После возврата КС1 разряженный конденсатор С2 опять присоединяется к С1 (контактом КС1.1) и опять заряжается от него. Теперь напряжение на обоих конденсаторах снижается до $U_2 = U_1 / (1 + m) \approx U_c / (1 + m)^2$, КС1 опять срабатывает, С2 опять разряжается до нуля, а ВС1 фиксирует второй импульс.

Затем все повторяется. При этом контакт КС1.3 создает электрические импульсы, которые фиксируются ВС1. Длительность каждого импульса равна t_2 . Частота следования импульсов $f_{имп} = 1 / (t_1 + t_2)$.

Напряжение на С1 снижается по ступенчатой характеристике. После того, как напряжение на С1 снижается до такого значения U_3 , при котором ток заряда С2 недостаточен для приведения в действие КС1, процесс считывания заканчивается и на счетчике оказывается зафиксированным N импульсов.

Число импульсов N связано с A_Φ равенством

$$U_3 = U_c / (1 + m)^N.$$

Отсюда $\ln(U_c / U_3) = N \ln(1 + m)$.

Емкость считывающего конденсатора значительно меньше C_1 ($m \ll 1$). Поэтому с достаточной для практики точностью можно принимать:

$$\ln(1+m) = m = C_2/C_1.$$

При этом

$$N = (C_1/C_2) \ln(A_\Phi/b),$$

где $b = U_0/k_\Phi$ — постоянный коэффициент, численно равный нижнему пределу измерения прибора, приведенному к первичной стороне. Он зависит от конструктивных данных прибора, от схемы его включения и параметров первичного измерительного преобразователя тока или напряжения и фильтра симметричных составляющих. Число импульсов N однозначно связано с A_Φ , и по показаниям счетчика можно определить значение A_Φ .

К числу основных достоинств приборов серии ФИП относятся следующие: не требуется питание обязательно от сети переменного тока промышленной частоты, изменение входного сопротивления ACI практически не вызывает появления погрешности; изменение емкости запоминающего конденсатора, связанное с изменением температуры и со старением, менее влияет на погрешность прибора, чем у других приборов. В данном случае показания прибора зависят не от емкости C_1 , а от отношения емкостей C_1/C_2 . Если запоминающий и считывающий конденсаторы однотипны, то отношение их емкостей более стабильно, чем отдельно взятая емкость C_1 или C_2 .

Но у приборов серии ФИП, как и у ряда других фиксирующих приборов с запоминающим конденсатором, нет прямой пропорциональности между N и A_Φ . Поэтому если используется цифровой счетчик импульсов обычного типа, у которого показание пропорционально N , то его нельзя градуировать непосредственно в значениях A_Φ и для определения A_Φ приходится пользоваться градуировочной характеристикой, изображающей зависимость A_Φ от N .

В линейных координатах градуировочная характеристика нелинейна. Обычно не строят в полулогарифмических координатах: по линейной оси откладывают значения N , а по логарифмической оси значения A_Φ . При этом градуировочная характеристика получается прямолинейной. Начальная точка характеристики на оси A_Φ отсекает отрезок, численно равный b , а ее наклон пропорционален $1/m$. В МЭИ разработан антилогарифмирующий счетчик импульсов, у которого показание прямо пропорционально антилогарифму N , т. е. A_Φ . Прибор серии ФИП с таким счетчиком представляется возможным

проградуировать непосредственно в значениях A_Φ (см. § 12.3).

Особенностью ФИП является аналого-дискретное преобразование непрерывного напряжения пропорционального измеряемой величине A_Φ в число импульсов N . Поскольку счетчик фиксирует только целые числа импульсов, то прибор показывает дискретную величину — число импульсов N .

В процессе аналого-дискретного преобразования происходит квантование по уровню: числу N соответствует конечный диапазон значений A_Φ . Изменение числа N на единицу происходит при изменении A_Φ на конечное значение $\Delta_K A_\Phi$, где Δ_K — относительная ступень квантования.

При квантовании возникает погрешность, она случайна, ее абсолютное значение лежит в пределах $\pm 0,5 \Delta_K A_\Phi$. Обычно погрешность квантования характеризуется ее максимальным значением, которое входит в состав общей максимальной погрешности прибора. При этом относительная погрешность квантования составляет $\gamma_\Delta = 0,5 \Delta_K$.

Ступень квантования можно определить из следующих уравнений:

$$N = \ln(A_\Phi/b) C_1/C_2;$$

$$N+1 = \ln[A_\Phi(1+\Delta_K)/b] C_1/C_2,$$

отсюда

$$1 = \ln(1+\Delta_K) C_1/C_2$$

или

$$\Delta_K \approx C_2/C_1 \text{ (при } \Delta_K \ll 1 \text{)}.$$

Таким образом, у прибора серии ФИП абсолютная ступень квантования растет пропорционально A_Φ , а относительная погрешность остается постоянной и зависит только от соотношения $C_2/C_1 = m$. Чем меньше m , тем меньше и γ_Δ . Обычно $C_1/C_2 = 20$; при этом $\Delta_K = 0,05$, $\gamma_\Delta = \pm 2,5\%$.

Чтобы уменьшить γ_Δ , достаточно уменьшить отношение C_2/C_1 .

Выпускаемые промышленностью приборы имеют кратность шкалы $K_{III} = 50$. Это значит, что у них верхний предел измерения $T_\Phi = 50b$.

Нижнему пределу измерения, т. е. b , соответствует $N=0$, верхнему пределу измерения — число импульсов $N_{max} = 20 \ln 50 \approx 78$.

Благодаря логарифмической связи между A_Φ и N при столь значительной кратности шкалы и сравнительно небольшой относительной погрешности квантования для прибора серии ФИП вполне пригоден счетчик импульсов с двумя десятичными разрядами у шкалы, а для передачи сигнала по каналу связи с пропускной способностью 40 имп/с требуется не более 2 с.

В принципе можно построить фиксирующий прибор, у которого N прямо пропорционально A_Φ , т. е.

$$N = K_\Pi A_\Phi,$$

где K_Π — постоянный коэффициент пропорциональности.

Достоинство такого прибора в том, что его легко непосредственно проградуировать в значениях A_Φ , однако такому прибору присущи и существенные недостатки.

В данном случае абсолютная ступень квантования постоянна и равна:

$$\Delta_K A_\Phi = \frac{1}{K_n}.$$

Относительные ступень квантования и погрешность квантования в данном случае обратно пропорциональны $A_\Phi \gamma_\Delta = \Rightarrow 100 \cdot 0,5 / (K_n A_\Phi)$. Наибольшая относительная погрешность квантования получается на нижнем пределе рабочего диапазона, когда $A_\Phi = b$.

Поэтому, чтобы γ_Δ не превышала 2,5 %, необходимо выбрать K_n по условию $2,5 = 100 \cdot 0,5 / (K_n b)$, или

$$K_n = 20/b.$$

При этом нижнему пределу измерения соответствует не нуль импульсов, а $N_{min} = 20$.

При кратности шкалы $K_{III} = 50$ верхнему пределу измерения соответствует число импульсов в сигнале $N_{max} = K_{III} \times N_{min} = 1000$. Это почти в 15 раз больше, чем у ФИП.

Для такого прибора требуется более сложный счетчик, а главное — значительно удлиняется время передачи сигнала. При пропускной способности канала связи 40 имп/с сигнал, соответствующий верхнему пределу измерения, будет передаваться не 2, а 25 с.

В приборе серии ФИП реализуется принцип «сжатия информации», обеспечивающий возможность ускорить передачу информации по каналу связи с заданной пропускной способностью. У выпускаемых промышленностью приборов это вызвало необходимость пользоваться градуировочной характеристикой, что является, конечно, недостатком приборов ФИП. Но, как уже отмечалось, этот недостаток можно устранить, применяя антилогарифмирующий счетчик импульсов.

12.3. АНТИЛОГАРИФИРУЮЩИЙ СЧЕТЧИК ИМПУЛЬСОВ

На рис. 12.5 приведена функциональная схема варианта антилогарифмирующего счетчика импульсов, который можно градуировать непосредственно в значениях A_Φ . Основными элементами этого варианта антилогарифмирующего счетчика являются управляемый многопозиционный переключатель $SC1$ и цифровая шкала $ЦШ$. Переключатель управляется при помощи импульсного привода $УА1$. Привод находится под воздействием число-импульсного сигнала, образуемого при считывании, импульсы создаются контактом $KC1.3$ реле управления считыванием (см. рис. 12.4).

Цифровая шкала состоит из цифровых индикаторов и позволяет воспроизводить числа, равные тем или иным значениям A_Φ . Цифровой шкалой управляет переключатель $SC1$. В исходном состоянии щетка переключателя $SC1$ стоит на контакте 0 и на цифровой шкале включено число $Ц_0=000$. Под действием первого импульса щетка $SC1$ переходит на контакт 1 и включает число $Ц_1$. Это число

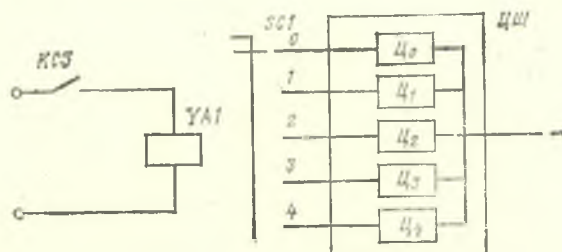


Рис. 12.5. К пояснению принципа действия антилогарифмирующего счетчика импульсов к фиксирующему прибору серии ФИП.

равно значению A_Φ , которое отображается сигналом, состоящим из одного импульса. Поскольку число импульсов в сигнале

$$N=a \ln (A_\Phi/b),$$

то

$$Ц_1=b \operatorname{antiln}(1/a).$$

Под воздействием второго импульса щетка $SC1$ переходит на контакт 2 и включает на цифровой шкале число

$$Ц_2=b \operatorname{antiln}(2/a)$$

и т. д.

Таким образом, после того, как счетчик принял сигнал, состоящий из N импульсов, отображающий зафиксированное значение A_Φ , на его цифровой шкале воспроизводится непосредственно значение A_Φ .

12.4. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ЛОКАЦИОННЫЕ ИСКАТЕЛИ

Использование локационных искателей (ЛИ) для определения места повреждения линий электропередачи в СССР началось в послевоенные годы. Различают неавтоматические ЛИ и автоматические ЛИ [55]. Неавтоматические ЛИ широко используются для определения места устойчивых повреждений кабельных линий всех напряжений. В некоторых случаях они применяются и на ВЛ, однако также только при устойчивых повреждениях и для контроля исправности ВЛ перед ее включением.

Измерение расстояния до места неустойчивого повреждения при успешном АПВ необходимо закончить

очень быстро — до начала отключения выключателя. При быстродействующей релейной защите время отключения составляет 0,1 с и меньше. Поэтому обеспечить измерение неавтоматическим ЛИ невозможно.

Известно несколько видов автоматических ЛИ — аналоговых, например, типа Р5-7 с запоминающей электронно-лучевой трубкой и дискретного действия с запоминанием на интегрирующих ячейках индикации, например,

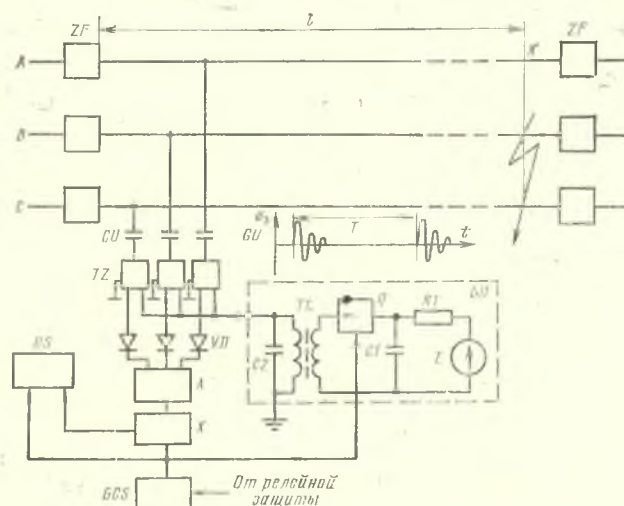


Рис. 12.6. Структура автоматического локационного искателя.

типа ЛИДА [56]. Способ выполнения автоматических ЛИ иллюстрируется структурной схемой автоматического локационного искателя (АЛИ), приведенной на рис. 12.6.

Такой АЛИ круглосуточно находится в рабочем состоянии в режиме ожидания. Пуск АЛИ осуществляется от пусковых органов релейной защиты обслуживаемой ВЛ с опережением по сравнению с командой на отключение выключателя. Опережение должно обеспечить осуществление измерения расстояния до начала расхождения контактов выключателя, так как после этого момента возникают мощные помехи от электрической дуги в выключателе. Указанное опережение, например, может быть осуществлено при так называемом двойном пуске АЛИ: предварительном — от устройства блокиров-

ки при качаниях (или от фильтр-реле нулевой последовательности) и селективном — от выходных реле защиты [55].

Пусковую команду воспринимает устройство управления GCS , которое генерирует пусковые импульсы генератору зондирующих импульсов GU , устройству коррекции затухания X и запоминающему устройству индикации HS .

Генератор GU вырабатывает серию n зондирующих импульсов с периодом повторения во времени T и затем останавливается. Длительность серии зондирующих импульсов при этом равна nT . Генератор GU построен на базе колебательного контура, образованного частото-задающим конденсатором $C2$ и вторичной обмоткой высокочастотного трансформатора TL . При подключении ключом Q заряженного от источника ЭДС E (через резистор $R1$) конденсатора $C1$ к первичной обмотке трансформатора TL в контуре его вторичной цепи возникают затухающие колебания, которые и используются в качестве зондирующих импульсов.

В автоматическом искателе типа ЛИДА частота колебаний зондирующих импульсов может дискретно устанавливаться в пределах от 75 до 400 кГц.

Присоединение GU к проводам ВЛ осуществляется через элементы их высокочастотной обработки: фильтры присоединения TZ и конденсаторы связи CU (см. гл. 1). Для обеспечения эффективного действия АЛИ при разных видах к. з., в том числе и однофазных, производится высокочастотная обработка всех трех фаз A , B и C линии. С целью удешевления возможно применение для одной или двух фаз упрощенного выполнения высокочастотной обработки в виде антенн или емкостных делителей напряжения.

Для ограничения распространения энергии зондирующих импульсов пределами обслуживаемой ВЛ и увеличения уровня принимаемого, отраженного от места повреждения импульса в фазы A , B и C с обоих концов ВЛ врезают высокочастотные заградители ZF . Для эффективного действия АЛИ сопротивление высокочастотных заградителей ZF в полосе задерживания обычно должно быть не менее 500 Ом.

Длительность зондирующих импульсов АЛИ составляет десятки микросекунд. Поэтому локационные искатели не создают помех в высокочастотных каналах свя-

зи, телемеханики и релейной защиты, использующих те же элементы высокочастотной обработки ВЛ.

Отражение зондирующих импульсов происходит не только в месте повреждения, но и от всех других неоднородностей волнового сопротивления ВЛ, разветвлений, пересечений с другими ВЛ и т. д. Это препятствует использованию АЛИ в разветвленных сетях 6—35 кВ и на ВЛ с большим числом ответвлений, так как деление подобных сетей на однородные участки с помощью высокочастотных заградителей не производится.

Прием и уверенная фиксация отраженного от места повреждения импульса затрудняется и воздействием на АЛИ разного рода помех, в особенности импульсных от электрической дуги в месте к. з. Именно для отстройки от действия помех и осуществляется n -кратное зондирование.

После излучения каждого очередного зондирующего импульса АЛИ находится в режиме ожидания прихода отраженного импульса от места повреждения. Период повторения T зондирующих импульсов выбирается исходя из длины обслуживаемой ВЛ. Значение T , мкс, в соответствии с принципом действия АЛИ должно удовлетворять условию

$$T \geq 2L/c,$$

где L — длина ВЛ, м, c — скорость распространения зондирующих импульсов, для ВЛ $c \approx 296$ м/мкс. Длительность периода, например, при $L=300$ км должна быть не менее $2 \cdot 10^3$ мкс. Поэтому в АЛИ предусматривается возможность установки нескольких значений T , которым соответствует определенный диапазон дальности измерений. Так, в АЛИ типа Р5-7 предусмотрены три диапазона: 70, 140 и 200 км. Поэтому на ВЛ длиной от 200 до 400 км искатели типа Р5-7 устанавливаются с двух сторон. В более совершенном искателе типа ЛИДА предусмотрено пять диапазонов дальности: 75, 100, 150, 200 и 300 км. При установке с двух сторон такие АЛИ могут обслуживать ВЛ длиной до 600 км. Период повторения импульсов не должен соответствовать регулярным индустриальным помехам на частотах, кратных промышленной.

Количество циклов зондирования n в искателях типа ЛИДА дискретно устанавливается равным $n=8+16$. Чем больше n , тем больше полное время работы АЛИ, но меньше действие помех. Снижение влияния помех обу-

словливается различием закономерностей суммирования n одинаковых реализаций сигнала АЛИ — отраженных от места повреждения зондирующих импульсов и n независимых реализаций случайной помехи. Сигналы суммируются арифметически, и результат суммирования пропорционален n . Случайные помехи обычно суммируются в квадратуре, и результат суммирования пропорционален $\sqrt{n}$. Таким образом n -кратное зондирование обычно позволяет повысить отношение сигнал — помеха в $\sqrt{n}$ раз. Приведенные соотношения иллюстрируют целесообразность применения в АЛИ широко используемого принципа накопления.

Прием отраженных от места повреждения импульсов осуществляется от всех трех фаз ВЛ. Высокочастотные импульсы, пройдя через конденсаторы связи CU и фильтры присоединения TZ , сначала пофазно выпрямляются (диоды VD) (рис. 12.6), а затем суммируются в сумматоре A . Такой порядок операций выбран не случайно. При изменении последовательности операций в суммировании до детектирования может произойти взаимное уничтожение высокочастотных сигналов, пришедших к месту установки АЛИ в противофазе.

Напряжение с выхода сумматора подается на вход корректора затухания X , восстанавливающего отраженные зондирующие импульсы. Распространяясь вдоль проводов ВЛ, импульсы затухают с некоторой постоянной времени $T_{\text{л}}$ по экспоненциальному закону

$$U_t = U_{t,0} e^{-t/T_{\text{л}}}.$$

Коэффициент усиления K_x корректора затухания увеличивается во времени по экспоненциальному закону с постоянной времени T_x :

$$K_{x,t} = K_{x,t,0} e^{+t/T_x}.$$

При $T_x = T_{\text{л}}$ обеспечивает постоянство амплитуды импульса на выходе X , поскольку

$$U_t K_{x,t} = U_{t,0} K_{x,t,0} e^{-t/T_{\text{л}}} e^{+t/T_x} = U_{t,0} K_{x,t,0} = \text{const},$$

что облегчает его обработку в запоминающем устройстве индикации HS . В каждом цикле зондирования изменение коэффициента K_x начинается по команде устройства управления GCS .

Измерение и запоминание в устройстве *HS* времени распространения зондирующего импульса до места повреждения и обратно Δt в АЛИ разных типов осуществляется по-разному. Имеются два основных варианта выполнения *HS*. В искателях типа Р5-7, например, используется осциллограф с запоминающей электронно-лучевой трубкой *POS* (рис. 12.7).



Рис. 12.7. Структура устройства индикации на запоминающей электронно-лучевой трубке.

GCR таким образом, что обеспечивается жесткая синхронизация начала развертки *POS* с первой масштабной меткой *GM* и зондирующим импульсом в каждом из n циклов зондирования, что проиллюстрировано на временных диаграммах рис. 12.6 и 12.7.

Запоминающая трубка в *POS* работает в режиме линейного накопления яркости изображения. Использование n -кратного зондирования и совпадение на экране *POS* записей меток *GM* сигнала в каждом цикле позволяет получить яркое изображение импульсных сигналов на фоне масштабных меток. Случайные импульсные помехи распределяются по экрану в течение серии записей хаотически и не дают сколько-нибудь заметного изображения.

Определение расстояния l до места повреждения производится по экрану *POS*, после чего дежурный готовит АЛИ к последующему действию, замыкая кнопкой цепь стирания изображения *POS*.

В искателях типа ЛИДА обеспечивается автоматический анализ отражений зондирующего импульса и выдача расстояния l в дискретной форме. Структура устройства индикации дискретного действия приведена на рис. 12.8. Диапазон дальности разбивается на 50 рав-

ных частей (по 2 км для диапазона 100 км, например). Каждому из 50 участков соответствует индикаторная ячейка, содержащая интегратор J для выполнения операции накопления отражений и лампу индикации HL .

После формирования очередного зондирующего импульса в режиме ожидания отраженного импульса индикаторные ячейки последовательно с шагом по времени $T/50$ подключаются к выходу корректора затухания отраженных импульсов X (см. рис. 12.6). Подключение интеграторов J индикаторных ячеек к выходу коррек-

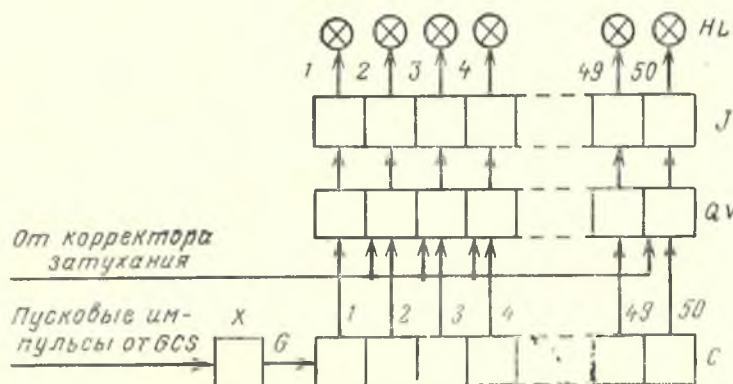


Рис. 12.8. Структура устройства индикации дискретного действия.

тора X осуществляется бесконтактными ключами QV . В любой данный момент замкнутым является только один из ключей. Последовательность замыкания ключей QV задается работой генератора импульсов стабильной частоты G и распределителя импульсов C .

Пуск G синхронизирован импульсами устройства управления GCS (см. рис. 12.6). После пуска G распределитель C вырабатывает выходные импульсы последовательно на своих выходах 1, 2, 3, ..., 50. Длительность импульсов на выходах C соответствует $0,02 T$. Таким образом, в каждом цикле зондирования интеграторы с 1-го по 50-й последовательно с шагом по времени $0,02 T$ подключаются к выходу корректора затухания X . Поэтому каждый интегратор накапливает отражение от своего участка ВЛ. Импульсы от места повреждения накапливаются в одной и той же ячейке. Импульсы от помех попадают в разные ячейки. После окончания n циклов зондирования уровень накопленного сигнала в ячейке, соответствующей месту повреждения, выше, чем в других ячейках. В этой ячейке и загорается сигнальная лампа HL .

Расстояние l оценивается дежурным оператором по номеру загоревшейся лампы. После снятия показаний оператор готовит АЛИ к последующему действию и спе-

циальной кнопкой приводит все интеграторы I в исходное нулевое состояние.

Рассмотренные принципы выполнения показывают, что АЛИ являются достаточно сложными и дорогостоящими приборами. Вместе с тем их применение позволяет резко сократить время восстановления отключившихся ВЛ, целенаправленно проводить профилактику изоляции после успешных АПВ.

Эффективность использования АЛИ существенно возрастает в случае, когда один автоматический искатель может обслуживать несколько ВЛ одной подстанции. Такая возможность заложена в конструкции искателя типа ЛИДА, он способен обслуживать до пяти ВЛ разных длин и напряжений. При возникновении к. з. на одной из них производится заранее выбранное и заданное число циклов зондирования на установленных для поврежденной ВЛ диапазонах дальности и частоте зондирующих импульсов. Система присоединения обеспечивает подключение генератора зондирующих импульсов GU к фильтрам присоединения TZ именно поврежденной ВЛ. После пуска АЛИ блокируется до снятия показаний оператором.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 60 лет ленинского плана ГОЭЛРО/ Под ред. П. С. Непорожного. — М.: Энергия, 1980. — 320 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.
3. Правила устройства электротехнических установок. — М.: Энергия, 1980. — 480 с.
4. Противоаварийная автоматика Единой энергетической системы СССР/ М. А. Беркович, Е. Ж. Зейлидзон, М. Г. Портной и др. — Электрические станции, 1977, № 12, с. 30—34.
5. Микуцкий Г. В., Скитальцев В. С. Высокочастотная связь по линиям электропередачи. — М.: Энергия, 1977. — 311 с.
6. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. — М.: Энергия, 1976. — 560 с.
7. Митюшкин К. Г. Телемеханика в энергосистемах. — М.: Энергия, 1975. — 352 с.
8. Белоус Б. П. Средства связи диспетчерского и технологического управления энергосистем. — М.: Энергия, 1978. — 296 с.
9. Дорогунцев В. Г., Овчаренко Н. И. Элементы автоматических устройств энергосистем. — М.: Энергия, 1979. — 520 с.
10. Хачатуров А. А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. — М.: Энергия, 1968. — 216 с.
11. Мамиконянц Л. Г. Токи и моменты, возникающие в синхронной машине при включении ее по способу самосинхронизации. Труды ЦНИЭЛ, вып. 4. — М.: Госэнергоиздат, 1956. — 231 с.
12. Сиротинский Е. Л., Вострокнутов Н. Н. Новый принцип получения постоянного времени опережения в автоматических синхронизаторах. — Электричество, 1961, № 8, с. 35—40.
13. Панфилов Н. И., Пищугин В. Г., Сиротинский Е. Л., Соковец В. И. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения. — Энергетик, 1979, № 12, с. 23—25.
14. Сиротинский Е. Л., Рожков М. Г. Реле разности частот и его испытание. — Электрические станции, 1961, № 2, с. 59—64.
15. Викентьев Е. П., Кишман Р. В., Подаруев А. И. Устройство автоматической синхронизации. — Электрические станции, 1978, № 2, с. 67—68.
16. Гельфанд Я. С., Голубев Д. Я., Царев М. И. Релейная защита и автоматика на переменном оперативном токе. — М.: Энергия, 1973. — 279 с.
17. Богорад А. М., Назаров Ю. Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. — М.: Энергия, 1969. — 336 с.

18. Александров И. Н., Красновский А. З. Автоматическое повторное включение одиночных линий электропередачи с двусторонним питанием. — М.: Госэнергоиздат, 1958. — 95 с.
19. Голубев М. Л. Релейная защита и автоматика подстанций с короткозамыкателями и отделителями. — 2-е изд., перераб. — М.: Энергия, 1973. — 89 с.
20. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. — М.: Энергия, 1980. — 344 с.
21. Головкин П. И. Энергосистема и потребители электрической энергии. — М.: Энергия, 1979, с. 153—168.
22. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. — М.: Госэнергоиздат, 1963. — 528 с.
23. Малый А. С. Автоматическая дополнительная частотная разгрузка энергосистемы по скорости снижения частоты. — Электрические станции, 1975, № 10, с. 36—39.
24. Реле защиты/ В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов, Р. З. Розенблюм. — М.: Энергия, 1976. — 464 с.
25. Ключев А. С. Автоматическое регулирование. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1973. — 391 с.
26. Куропаткин П. В. Теория автоматического управления. — М.: Высшая школа, 1973. — 527 с.
27. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — 3-е изд. — М.: Высшая школа, 1978. — 415 с.
28. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов/ Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1973. — 316 с.
29. Комплект аппаратуры управления возбуждением мощных гидро-, турбогенераторов и синхронных компенсаторов/ Г. Р. Герценберг, В. Е. Каштелян, В. Г. Любарский и др. — Электротехника, 1979, № 4, с. 4—6.
30. Унифицированный автоматический регулятор возбуждения сильного действия на полупроводниковых элементах/ М. И. Покровский, О. А. Леус, Н. В. Любарская и др. — Труды ВЭИ, 1977, вып. 83, с. 3—13.
31. Горский Ю. М., Вайнер-Кротов В. С., Ушаков В. А. Цифровой регулятор возбуждения синхронных генераторов. — Электричество, 1971, № 3, с. 9—13.
32. Система автоматического регулирования возбуждения мощного синхронного генератора на базе микро-ЭВМ/ В. Г. Любарский, А. В. Фадеев, М. А. Лотков и др. — Электротехника, 1979, № 4, с. 6—9.
33. Морозова Ю. А. Параметры и характеристики вентильных систем возбуждения мощных синхронных генераторов. — М.: Энергия, 1976. — 152 с.
34. Автоматизация энергетических систем/ Под ред. А. Д. Дроздова. — М.: Энергия, 1977. — 438 с.
35. Электротехнический справочник. Т. 3. Кн. 2. — М.: Энергия, 1981. — 640 с.
36. Соловьев И. И. Автоматический регулятор возбуждения турбогенераторов типа ЭПА-120. — М.: МЭИ, 1979. — 24 с.
37. Трансформаторные устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)/ М. Л. Аберсон, Ю. В. Артемьев. — М.: Информэнерго, 1976. — 72 с.

38. М. Г. Рожков. Структурные схемы комплексного автоматического управления режимом подстанции по напряжению и реактивной мощности. — Депонированные рукописи, № 6, 1978.
39. Системы группового регулирования напряжения ГЭС и ТЭС/ В. В. Алексинская, Л. Н. Богоявленская, Н. Б. Гущина, В. Ф. Ряннель. — Труды ВЭИ, 1977, вып. 83, с. 81—93.
40. Щегляев А. В., Смелянский С. Г. Регулирование паровых турбин. — М.: Госэнергоиздат, 1962. — 255 с.
41. Пивоваров В. А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин. — Л.: Машиностроение, 1973. — 284 с.
42. Павлов Г. М. Автоматизация энергетических систем. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1977. — 229 с.
43. Кучкин М. Д. Автоматическое управление и контроль режима гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1967. — 234 с.
44. Киселев Г. С., Руденский М. Я., Эпштейн Р. М. Системы группового регулирования мощности гидроэлектростанций. — М.: Энергия. — 136 с.
45. Копылов И. Б., Федоров В. Л., Щуров В. М. Системы автоматического управления режимом работы электростанций по частоте и активной мощности. — Труды ВНИИЭ, 1967, вып. XXXI, 141 с.
46. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. — М.: Энергия, 1975. — 216 с.
47. Ципцюра Р. Д. Автоматизация регулирования частоты с комбинированным распределением активных нагрузок между всеми станциями энергосистемы. — Энергетика и электротехническая промышленность, 1963, № 3, с. 33—37.
48. Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям/ Под ред. Л. Д. Стернинсона. — М.: Энергия, 1965. — 200 с.
49. Цифровой регулятор частоты и перетоков активной мощности для объединенных энергосистем/ В. Г. Давыдов, В. Е. Куприянов, И. Л. Строганов и др. — Электричество, 1970, № 12.
50. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. — М.: Энергия, 1969. — 352 с.
51. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. — М.: Энергия, 1974. — 416 с.
52. Алексеев О. П., Лугинский Я. Н. Противоаварийная автоматика энергосистем. — М.: МЭИ, 1978. — 90 с.
53. Электрические системы управления режимами энергосистем/ В. А. Богданов, В. А. Веников, Я. Н. Лугинский, Г. А. Черня; Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1978. — 448 с.
54. Современная аппаратура противоаварийной автоматики энергосистем/ В. Г. Киракосов, Я. Н. Лугинский, В. К. Стрючков; Под ред. Я. Н. Лугинского. — М.: Информэнерго, 1979. — 61 с.
55. Шалыт Г. М. Определение места повреждения линий электропередачи импульсными методами. — М.: Энергия, 1968. — 216 с.
56. Малый А. С., Шалыт Г. М., Айзенфельд А. И. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. — М.: Энергия, 1972. — 216 с.
57. Казанский В. Е., Кузнецов А. П. Фиксирующие приборы типа ФИВО-65. — Электрические станции, 1969, № 7, с. 68—72 с.
58. Совалов С. А. Режимы электропередач 400—500 кВ ЕЭС. — М.: Энергия, 1967. — 304 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Аварийная ситуация 410
 - с изменением состава передачи 415
 - набросом мощности 413, 415
- Автоматика балансирующая 417
 - делительная 447
 - общая 407, 408
- ограничения повышения напряжения 450
 - частоты 450
- отключения нагрузки специальная 417, 436
- предотвращения асинхронного режима 447
- прекращения асинхронного режима 448
- противоаварийная 405—451, 410
- специальная 407, 408
- управления мощностью для сохранения устойчивости 417, 436
- Автоматическая система регулирования 147, 221
 - комплексная напряжения и реактивной мощности подстанции 316, 317
 - электростанции 318, 319
 - с замкнутой цепью воздействия 221
 - разомкнутой цепью воздействия 222
 - частоты и активной мощности 326
- частотная разгрузка 129
- Автоматические локационные искатели 464
 - дискретного действия 469
 - типа ЛИДА 465, 466
- Автоматический ограничитель минимального возбуждения 265, 266, 318
 - перегрузки 265, 300
 - перетоков мощности 400
 - регулятор 186
 - возбуждения 224, 231, 245
 - пропорционального действия 245, 249
 - транзисторный 249—251
 - электромагнитный 245—247
 - пропорционально-дифференциального (сильного) действия 258—261
- аналоговый 262—269
 - микропроцессорный 275, 276
 - полупроводниковый 267—269
 - цифровой 270—274
 - электромагнитный 262—266
 - мощности 388
 - тепловой нагрузки 389
 - частоты вращения 325
 - гидромеханический 335
 - изодромный 344
- Автоматическое включение резервного питания 86—89
 - синхронных машин по способу самосинхронизации 75—81
 - точной синхронизации 59—61
 - электродвигателей 82
 - повторное включение 97—100
 - быстродействующее 118
 - нагрузки 143
 - однофазное 127
 - параллельных линий 111
 - поочередное 103
 - трансформаторов и шин 123
 - трехфазное линий с односторонним питанием 111
 - ожиданием синхронизма 120
 - улавливанием синхронизма 114
 - электродвигателей 126
 - регулирование 147, 223, 241, 251, 295, 383, 396
 - аварийное паровых турбин 421
 - и ограничение перетоков активной мощности 383
 - коэффициента трансформации трансформаторов 303—306
 - напряжения и реактивной мощности 215, 277
 - синхронных генераторов 280—290
 - компенсаторов 295—297
 - частоты вращения 325
 - и активной мощности 326
- Алгоритм автоматического регулирования 253
- Алгоритмические схемы 178
- Амплитудно-фазовая характеристика 155

- Амплитудно-частотная характеристика 155
- — логарифмическая 166
- Аппаратура связи 17
- Астатическая характеристика регулирования 184
- Возбудитель синхронного генератора 217
- — — бесщеточный 217, 244
- — — диодно-электромашинный 217, 243
- — — тиристорный 217, 254—257
- — — электромашинный 217, 223, 224
- Воздействие возмущающее 147, 225, 256
- регулирующее 221, 253
- стабилизирующее 253
- Гидравлический двигатель 338, 423
- усилитель 339
- Гидромеханическая колонка 345
- Градуировочная кривая фиксирующего прибора 460
- Групповое распределение активной мощности 376
- — реактивной мощности 280—283
- Деление энергосистемы 429
- Дефицит мощности 414
- Динамическая частотная характеристика энергосистемы 134
- Дозировка управляющих воздействий 441
- D-разбиение 201
- Загрузка агрегатов быстрая 427
- Закон астатического регулирования 364
- статического регулирования 364
- Золотник управления 338
- Зона нечувствительности 305, 308, 312, 338
- Измерительный орган изменения частоты 262, 270
- — напряжения 232, 262, 269
- — тока 300, 303
- — — реактивного 265
- — — ротора 264
- — угла 301, 302
- — частоты 376
- преобразователь мощности 32, 33
- — угла 301, 302
- — частоты вращения 342, 390
- Импульсная линия 342
- Информация известительная 16
- измерительная 16
- командная 16
- Канал связи 17, 40
- — высокочастотный 18, 50, 51
- — искусственный 18, 28
- Качество регулирования 204
- Комбинированная многообъектная система телеизмерения-телеанализации 21, 44
- — — телеуправления-телеанализации 21
- Компаундирование синхронных генераторов 224—230
- — — токовое 225
- — — фазовое 226, 227
- — — управляемое 237—239
- Корректор напряжения 231, 232
- — — электромагнитный 233—237
- — — двухсистемный 234
- — — односистемный 235
- Коррекция автоматической системы регулирования 208
- Коэффициент статизма 282—284, 334
- интенсивности изодома 349
- Кратность шкалы фиксирующего прибора 461
- Критерий оптимальности 360
- устойчивости алгебраический 190
- — частотный 194
- Линия связи 17, 18
- Математическое описание автоматической системы регулирования 151
- Межсистемная связь 429
- Механизмы изменения мощности 341
- — частоты вращения 335, 421
- остаточной неравномерности 335
- ограничения открытия 348
- переключения ответвлений обмоток трансформаторов 303, 304
- Мнимостатическая характеристика 371
- Надежность функционирования энергосистемы 8, 432
- Обратные связи 170, 230, 231, 236, 260
- Ограничение мощности 446
- Определение расстояния до места к. з. 452—454
- Оптимальное распределение нагрузок 365
- Передаточные функции звеньев автоматической системы регулирования 170
- Передача данных 116
- Перенос воздействий в автоматической системе регулирования 176
- Преобразователь аналого-цифровой 271
- электрогидравлический 422
- Признак асинхронного режима 448, 449
- Разгрузка электропередачи 414
- электростанции 414
- Разделение сигналов временно 19, 37
- — частотное 19
- Распределитель импульсов 37—40
- Расходная характеристика 360
- Регулировочный диапазон 365
- Регулирующий эффект нагрузки 132
- Ресинхронизация 417
- Самосинхронизация 75
- Сельсин 346
- Сигнал аварийного ограничения мощности 426, 446
- аварийной разгрузки 427
- групповой 19, 37, 39
- непрерывный 255, 233
- объектный 18, 40
- цифровой 42, 270, 276, 461
- Синхронизатор с постоянным временем опережения 63
- — — углом опережения 62
- Система передачи данных 16
- — — дуплексная 21

- -- -- многообъектная 18—20
- -- -- однообъектная 17
- -- -- симплексная 21
- телеизмерения 20, 23
- -- ближнего действия 26, 27
- -- дальнего действия 27
- -- кодо-импульсная 43
- -- однообъектная 23, 24
- -- перетока мощности 31, 32
- -- по вызову 29, 30
- -- суммарной мощности электро-
станции 32, 33
- -- -- энергосистемы 32, 33
- -- частотная 27, 28
- телеотключения 20, 47, 49
- -- высокочастотная 50, 51
- телесигнализации 20, 21
- -- трехобъектная 36—39
- телеуправления 20, 44
- Соединение звеньев автоматической
системы регулирования 170
- Степень квантования 461
- Счетчик импульсов 460—463
- Тахогенератор 346
- Типовые звенья автоматической си-
стемы регулирования 137
- Торможение электрическое 420
- электродинамическое 420
- Угонная скорость 333
- Удельный расход 360
- Устойчивость автоматической систе-
мы регулирования 189
- динамическая 216, 413, 421, 427
- статическая 216, 414, 427
- Фазо-частотная характеристика 455
- Фиксирующий прибор 451—462
- Форсировка возбуждения 219, 240,
427
- продольной емкостной компенса-
ции 431
- Характеристика мощности электро-
передачи 412, 425
- относительного прироста расхода
воды 364
- -- -- пара 362
- -- -- топлива 360
- Целевая функция 365
- Центробежный маятник 336
- Электроприставка 344, 422